

INFORMACION RELEVANTE

Ecopetrol presenta sus resultados para el tercer trimestre del año 2014

- ***Tendencia positiva en los niveles de producción debido a las mejores condiciones operacionales y al avance en proyectos en nuestros campos, con un crecimiento del 3% comparado con el segundo trimestre del año.***

- ***Menor utilidad neta en 17% frente al trimestre anterior, causada principalmente por variables exógenas, en particular los precios de venta de la canasta que comercializa Ecopetrol y la devaluación puntual de la tasa de cambio en el mes de septiembre.***

- ***Firma de la Convención Colectiva de Trabajo vigente hasta Julio de 2018.***

BOGOTA, octubre 31 de 2014. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; TSX: ECP) anunció hoy los resultados financieros no auditados, tanto consolidados como no consolidados, para el tercer trimestre del año 2014, preparados y presentados en pesos colombianos (COL$) de acuerdo con el Régimen de Contabilidad Pública (RCP) de la Contaduría General de la Nación de Colombia.

Algunas cifras explicativas en este reporte están expresadas en dólares de los Estados Unidos (US$) y así se indica cuando corresponde. Las tablas que se presentan en el reporte han sido redondeadas a un decimal. Las cifras expresadas en millardos de COL$ equivalen a COL$1 mil millones. Algunas cifras del año 2013 han sido reclasificadas con el fin de hacerlas comparables con las del año 2014.

Resultados financieros más relevantes de Ecopetrol S.A.

No consolidado

(Millardos de COL$)	III trim. 14*	II trim. 14*	Cambio %	III trim. 13*	Cambio % **	Ene-Sep. 14*	Ene-Sep. 13*	Cambio %
Ventas Totales	14,579.9	14,976.6	(2.6%)	16,218.5	(10.1%)	45,298.3	46,312.9	(2.2%)
Utilidad Operacional	3,875.6	4,161.0	(6.9%)	5,706.2	(32.1%)	12,589.3	15,758.6	(20.1%)
Utilidad Neta	2,355.6	2,847.8	(17.3%)	3,973.8	(40.7%)	8,429.3	10,723.3	(21.4%)
Utilidad por acción (COL$)	57.29	$ 69.26	(17.3%)	96.65	(40.7%)	205.01	260.80	(21.4%)
EBITDA	5,471.9	6,770.5	(19.2%)	8,166.3	(33.0%)	19,947.0	23,229.1	(14.1%)
Margen EBITDA	38%	45%		50%		44%	50%	

Consolidado

(Millardos de COL$)	III trim. 14*	II trim. 14*	Cambio %	III trim. 13*	Cambio % **	Ene-Sep. 14*	Ene-Sep. 13*	Cambio %
Ventas Totales	18,091.3	17,749.3	1.9%	18,127.2	(0.2%)	54,102.6	52,468.5	3.1%
Utilidad Operacional	4,670.0	4,921.2	(5.1%)	6,144.0	(24.0%)	15,473.9	17,625.1	(12.2%)
Utilidad Neta	2,279.3	2,787.5	(18.2%)	3,860.7	(41.0%)	8,354.2	10,680.0	(21.8%)
EBITDA	5,468.9	6,681.6	(18.1%)	7,999.7	(31.6%)	19,943.5	23,112.3	(13.7%)
Margen EBITDA	30%	38%		44%		37%	44%	

* No auditado
** Entre el III trim. 14 y el III trim. 13
Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014

En opinión del presidente de Ecopetrol S.A., Javier Gutiérrez:

"Obtuvimos un cambio positivo en la producción frente al trimestre anterior, la cual ascendió a 754 mil barriles día gracias a mejores condiciones operacionales y al avance en proyectos en nuestros campos. Sin embargo, los resultados del trimestre se afectaron visiblemente por la coyuntura internacional que ocasionó una caída de los precios de exportación de crudo de US$9.4/bl durante el trimestre comparado con el trimestre anterior, así como por el debilitamiento de monedas de países emergentes.

En consecuencia, nuestra utilidad fue menor por el impacto de los menores precios de venta de crudo, productos y gas los cuales cayeron 9.5%, 4.4% y 2.9% respectivamente frente al segundo trimestre de este año. Adicionalmente, tuvimos una importante pérdida no operacional en razón del efecto de la depreciación de la tasa de cambio de 109 pesos por dólar durante septiembre, sobre la valoración en pesos de nuestros pasivos en dólares.

Es importante mencionar que la depreciación de la tasa de cambio tiene dos efectos sobre los estados financieros de la empresa. Un impacto adverso en razón a nuestro endeudamiento en dólares y un efecto positivo en el tiempo derivado del hecho que nuestros ingresos operacionales son mayoritariamente en dólares mientras que muchos de nuestros gastos operacionales se denominan en moneda local.

En el trimestre hubo varios hechos destacados, entre los cuales menciono los siguientes:

Nuestra producción creció 2.8% frente al trimestre anterior y el campo Chichimene alcanzó una producción record de 66 mil barriles por día.

En exploración anunciamos el descubrimiento de hidrocarburos en el pozo Leon ubicado en el Golfo de México (EE.UU.) y en Colombia nos fueron adjudicados cinco bloques en la Ronda ANH 2014.

Transportamos mayores volúmenes de crudo y producto, debido a los menores atentados y a los mayores volúmenes aportados por el Oleoducto Bicentenario.

El margen bruto de refinación creció 52% en la refinería de Barrancabermeja como resultado del mayor diferencial de precio entre crudos y productos, con un crecimiento importante en el Ebitda del segmento de Downstream. También continuamos con la modernización de la Refinería de Cartagena, alcanzando un avance total del 94.7%.

En la gestión financiera emitimos bonos de deuda externa por USD 1.200 millones y las agencias Moody´s y Fitch ratificaron la calificación de riesgo en moneda extranjera de Baa2 y BBB respectivamente, para Ecopetrol.

Es relevante destacar la firma de la convención colectiva con nuestros sindicatos la cual estará vigente por cuatro años hasta Julio de 2018.

Como cierre resalto que en los próximos meses concluiremos varios procesos internos que son muy importantes para nuestra organización, tales como la revisión de la estrategia de mediano y largo plazo, la aprobación del plan de inversiones para el próximo año y la preparación para adoptar las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF, a partir de Enero 1 de 2015".

Ecopetrol presenta sus resultados para el tercer trimestre del año 2014

Tabla de contenido

I. Resultados Financieros No Consolidados

a. Disponibilidad de crudo, gas y productos

La disponibilidad de crudo, gas y productos de Ecopetrol S.A. se resume en los siguientes volúmenes producidos y comprados:

Ecopetrol S.A. (no consolidado) (1)

1) Crudo (kbpd)	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Ene-Sep. 14	Ene-Sep. 13	Cambio %
(+) Producción Neta (2)	496.7	530.6	(6.4%)	494.6	525.1	(5.8%)
(+) Compras (3)	177.3	193.4	(8.3%)	177.4	193.1	(8.1%)
(+) Diluyente (4)	77.1	70.6	9.2%	72.2	66.8	8.1%
Total	**751.1**	**794.6**	**(5.5%)**	**744.2**	**785.0**	**(5.2%)**

2) Gas (kbped)	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Ene-Sep. 14	Ene-Sep. 13	Cambio %
(+) Producción Neta (2)	103.0	110.5	(6.8%)	104.1	106.3	(2.1%)
(+) Regalías Monetizadas	21.1	0.0	N.A.	21.6	0.0	N.A.
(+) Compras (3)	2.2	8.4	(73.8%)	2.3	9.6	(76.0%)
Total	**126.3**	**118.9**	**6.2%**	**128.0**	**115.9**	**10.4%**

3) Productos (kbd)	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Ene-Sep. 14	Ene-Sep. 13	Cambio %
(+) Producción (5)	215.2	206.9	4.0%	221.1	207.4	6.6%
(+) Compras Nacionales	3.7	5.3	(30.2%)	3.9	5.9	(33.9%)
(+) Importaciones	60.7	73.4	(17.3%)	61.3	60.2	1.8%
Total	**279.6**	**285.6**	**(2.1%)**	**286.3**	**273.5**	**4.7%**

(1) No incluye variación de delta de inventarios
(2) No incluye regalías
(3) Incluye compras de regalías a la ANH, regalías de Ecopetrol y compras nacionales a terceros
(4) Incluye refinado usado como diluyente, producción, compra e importación
(5) No incluye producción de diluyente ni refinado usado como diluyente. Se ajusta el dato de 2013 para quitar la parte de diluyente

Las principales variaciones frente al mismo período del año anterior fueron:

- Menor producción de crudo (-33.9 kbpd): La producción disminuyó como consecuencia principalmente de: 1) limitaciones en la capacidad de disposición de agua y 2) dificultades operacionales asociadas a paros y socializaciones con comunidades, las cuales generaron retrasos en la entrada de nuevas facilidades y pozos.
- Menores compras de crudo (-16.1 kbpd): explicadas por la disminución de compras de regalías y a terceros como consecuencia de una menor producción en Colombia.
- Menores compras de gas (-6.2 kbped): resultado de la aplicación de la Resolución No. 877 de 2013 que establece el recaudo en dinero de las regalías y compensaciones causadas por la explotación de gas (regalías monetizadas). Es importante anotar que en 2013 se contaba con menor disponibilidad volumétrica de regalías debido a que Ecopetrol comercializaba dichos volúmenes en nombre de la ANH pero no tomaba propiedad de ellas.
- Menores compras locales de productos (-1.6 kbpd): menores compras de jet a Reficar S.A. como resultado de la apagada de la refinería de Cartagena desde el mes de marzo.
- Menores importaciones (-12.7 kbpd) de diesel y gasolina por abastecimiento de la demanda con producto propio suministrado por la refinería de Barrancabermeja.



b. Ventas volumétricas

Ecopetrol S.A. (sin consolidar)
Volumen de ventas

Volumen de venta local (kbped)	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %
Crudo	47.2	30.3	55.8%	49.5	29.8	66.1%
Gas Natural	84.0	64.9	29.4%	82.6	63.0	31.1%
Gasolinas	69.9	69.6	0.4%	71.9	68.9	4.4%
Destilados Medios	119.3	119.5	(0.2%)	118.7	115.9	2.4%
GLP y Propano	15.1	15.0	0.7%	14.8	14.5	2.1%
Combustóleo	1.8	2.1	(14.3%)	2.4	1.9	26.3%
Industriales y Petroquímicos	13.1	14.3	(8.4%)	14.6	13.2	10.6%
Total venta local	**350.4**	**315.7**	**11.0%**	**354.5**	**307.2**	**15.4%**

Volumen de Exportación (kbped)	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %
Crudo	475.0	454.4	4.5%	457.0	456.1	0.2%
Productos	68.7	60.5	13.6%	63.6	59.1	7.6%
Gas Natural	8.9	26.1	(65.9%)	11.7	24.4	(52.0%)
Total venta de exportación	**552.6**	**541.0**	**2.1%**	**532.3**	**539.6**	**(1.4%)**

Volumen Zona Franca (kbped)	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %
Crudo	0.0	57.9	(100.0%)	12.5	67.7	(81.5%)
Productos	3.0	0.7	328.6%	2.9	1.6	81.3%
Gas Natural	4.5	3.0	50.0%	6.4	2.9	120.7%
Total Zona Franca	**7.5**	**61.6**	**(87.8%)**	**21.8**	**72.2**	**(69.8%)**
Total volumen vendido	**910.5**	**918.3**	**(0.8%)**	**908.6**	**919.0**	**(1.1%)**

b.1) *Mercado en Colombia (39% de las ventas totales en el tercer trimestre de 2014, 38% excluyendo las ventas a Zona Franca):*

El aumento de 11.0% en el volumen de ventas locales en el tercer trimestre de 2014 se explica principalmente por:

- Gas natural (+19.1 kbped): 1) mayores ventas al sector industrial debido al aumento en la disponibilidad de gas propiedad de Ecopetrol por la terminación del contrato de comercialización del gas de la ANH, y 2) mayor demanda térmica en Colombia.
- Crudo (+16.9 kbpd): mayores ventas a las filiales Hocol y Equión aprovechando sinergias de transporte.

b.2) *Mercado internacional (61% de las ventas totales en el tercer trimestre de 2014, 62% incluyendo ventas a Zona Franca):*

El aumento de 2.1% en el volumen exportado por Ecopetrol durante el tercer trimestre de 2014 se explica principalmente por el efecto neto de:

- Crudo (+20.6 kbpd): 1) mayor disponibilidad de crudo para exportar como resultado de la apagada de la refinería de Cartagena desde el mes de marzo y, 2) viabilidad en la evacuación de crudos pesados de la región de los Llanos Orientales.
- Productos (+8.2 kbpd): mayor producción de fuel oil en la refinería de Barrancabermeja por mayor carga de crudo y uso de una dieta más pesada.



- Gas natural (-17.2 kbped): 1) declinación de la producción del campo Guajira, y 2) entrada en vigencia de la Resolución de Racionamiento Programado 456 de 2014 que restringe exportaciones y prioriza la demanda nacional.

La disminución de 87.8% en los volúmenes de venta a zonas francas se explica principalmente por:

- Crudo (-57.9 kbpd): apagada general de la refinería de Cartagena (desde marzo 3 de 2014) para asegurar la culminación mecánica de la nueva refinería.

Con relación a los destinos de exportación, continuó el crecimiento de las ventas de crudos a los mercados de Asia y Europa. En productos el mercado latinoamericano aumentó su participación, mientras que disminuyó en Asia debido a un mayor dinamismo del sector de transporte marino en otros mercados para el Fuel Oil, tales como la Costa Oeste de EE.UU.

Exportaciones por destinos - Crudos (KBD)

Destino	III trim. 14	III trim. 13	2014	2013
Asia	37.1%	34.0%	41.3%	34.1%
Costa del Golfo EE.UU.	30.5%	41.5%	26.9%	42.4%
Europa	17.7%	9.4%	16.4%	7.9%
Costa Oeste EE.UU.	3.8%	5.5%	6.8%	7.7%
Costa Atlántica EE.UU.	1.1%	2.0%	0.4%	1.5%
Latinoamerica	7.7%	7.6%	7.5%	6.4%
Otro	2.1%	0.0%	0.7%	0.0%
	100.0%	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**

Exportaciones por destinos - Productos (KBD)

Destino	III trim. 14	III trim. 13	2014	2013
Asia	21.4%	56.2%	25.1%	52.1%
Latinoamerica	41.3%	30.7%	42.4%	33.4%
Costa Atlántica EE.UU.	6.0%	13.1%	11.3%	14.5%
Costa del Golfo EE.UU.	30.8%	0.0%	16.6%	0.0%
Costa Oeste EE.UU.	0.1%	0.0%	4.3%	0.0%
Otro	0.4%	0.0%	0.3%	0.0%
	100%	**100%**	**100%**	**100%**

c. Comportamiento de los precios: crudos, productos y gas

Precios de referentes de crudos (Promedio Periodo, US$/Bl)	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Cambio $	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %	Cambio $
Brent	103.5	109.7	(5.7%)	(6.2)	107.0	108.5	(1.4%)	(1.5)
MAYA	92.0	99.3	(7.4%)	(7.4)	93.5	99.9	(6.4%)	(6.4)
WTI	97.3	105.8	(8.1%)	(8.6)	99.6	98.2	1.5%	1.4

Precios de venta (US$/Bl)	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Volumen Venta (kbped) III trim. 14	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %	Volumen Venta (kbped) Ene-Sep 14
Canasta de venta de Crudos	89.5	101.1	(11.4%)	522.2	94.2	99.2	(5.0%)	519.0
Canasta de venta de Productos	104.9	110.1	(4.8%)	290.9	107.6	109.8	(2.0%)	288.9
Canasta de venta de Gas	23.9	27.3	(12.4%)	97.4	24.3	27.6	(12.0%)	100.7

Crudos:

Entre el tercer trimestre de este año y el mismo periodo del año anterior, el precio de venta de la canasta de crudo de Ecopetrol disminuyó US$11.6/Bl como resultado principalmente de:

- Caída en el precio internacional del Brent (-US$6.2/Bl) principal referente de la canasta de crudos de Ecopetrol, por sobreoferta global de crudo y menor impacto de conflictos geopolíticos.

- Aumento de los descuentos frente a Brent y Maya:

    - Mayor oferta de crudos de Canadá y Ecuador (Napo), los cuales compiten con nuestros crudos.
    - Mayor acidez en el crudo Magdalena.
    - Mayor descuento de la nueva mezcla Vasconia Norte frente al crudo Vasconia de exportación.
    - Afectación de las entregas de crudo South Blend por atentados al oleoducto Transandino.



La canasta de exportación de crudos de Ecopetrol estuvo referenciada a los siguientes indicadores: Brent (72%), Maya (26%) y otros (2%).

Productos:

Durante el tercer trimestre de 2014, el precio de la canasta de venta disminuyó US$5.2/Bl frente al mismo periodo del año anterior, debido a la caída en el precio de los indicadores internacionales principalmente de gasolinas (-US$3.9/Bl) y diesel (-US$9.2/Bl).

Gas natural:

Durante el tercer trimestre de 2014 los precios de venta disminuyeron US$3.4/barril equivalente, debido a: 1) menor precio promedio de venta de gas Cusiana-Cupiagua resultado de los procesos de comercialización, 2) menor precio de gas Guajira como consecuencia de la liberación de los precios del campo Guajira, principal referente de precios a nivel nacional, y 3) caída en los precios internacionales del fuel oil, referente del gas exportado y vendido en zona franca.

d. Resultados financieros

Estado de Resultados No Consolidado (Millardos de COL$)	**III trim. 14***	**III trim. 13***	**Cambio $**	**Cambio %**	**Ene-Sep. 14***	**Ene-Sep. 13***	**Cambio $**	**Cambio %**
Ventas Locales	5,263.5	5,249.6	13.9	0.3%	16,740.7	14,785.6	1,955.1	13.2%
Ventas al Exterior	8,758.9	9,306.7	(547.8)	(5.9%)	26,268.7	26,510.0	(241.3)	(0.9%)
Ventas a Zona Franca	72.4	1,123.8	(1,051.4)	(93.6%)	948.9	3,744.8	(2,795.9)	(74.7%)
Ventas de Servicios	485.1	538.4	(53.3)	(9.9%)	1,340.0	1,272.5	67.5	5.3%
Ventas Totales	14,579.9	16,218.5	(1,638.6)	(10.1%)	45,298.3	46,312.9	(1,014.6)	(2.2%)
Costos Variables	7,326.1	7,852.8	(526.7)	(6.7%)	22,474.7	22,008.4	466.3	2.1%
Costos Fijos	2,576.7	2,347.5	229.2	9.8%	7,298.7	6,351.1	947.6	14.9%
Costo de Ventas	9,902.8	10,200.3	(297.5)	(2.9%)	29,773.4	28,359.5	1,413.9	5.0%
Utilidad Bruta	4,677.1	6,018.2	(1,341.1)	(22.3%)	15,524.9	17,953.4	(2,428.5)	(13.5%)
Gastos Operativos	801.5	312.0	489.5	156.9%	2,935.6	2,194.8	740.8	33.8%
Utilidad Operacional	3,875.6	5,706.2	(1,830.6)	(32.1%)	12,589.3	15,758.6	(3,169.3)	(20.1%)
Ingresos/Gastos No operativos	(612.6)	318.3	(930.9)	(292.5%)	(56.0)	694.1	(750.1)	(108.1%)
Provisión Impuesto de Renta	907.4	2,050.7	(1,143.3)	(55.8%)	4,104.0	5,729.4	(1,625.4)	(28.4%)
Utilidad Neta	2,355.6	3,973.8	(1,618.2)	(40.7%)	8,429.3	10,723.3	(2,294.0)	(21.4%)
Utilidad por Acción (COL$)	57.29	$ 96.65	(39.36)	(40.7%)	205.01	260.80	(55.79)	(21.4%)
EBITDA	5,471.9	8,166.3	(2,694.40)	(33.0%)	19,947.0	23,229.1	(3,282.10)	(14.1%)
Margen EBITDA	38%	50%			44%	50%		

* No auditado
Algunas cifras de 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con el año 2014

A continuación se presentan las explicaciones a las principales variaciones de los resultados del tercer trimestre de 2014 comparados con los del mismo periodo del año anterior:

Las **ventas totales** del tercer trimestre de 2014 disminuyeron un 10% (-COL$1,638.6 millardos), como resultado combinado de:

- Menor precio de la canasta promedio de ventas en US$8.9/Barril: -COL$1.150 millardos.
- Menores volúmenes de ventas (-7.8 kbped): -COL$397.6 millardos.
- Menores servicios de mantenimiento cobrados a Cenit: -COL$142 millardos.
- Devaluación en la tasa de cambio COL$/USD: +COL$51 millardos.

El **costo de ventas** del tercer trimestre de 2014 disminuyó 2.9% (-COL$297.5 millardos) como resultado de:

- **Costos variables:** disminución de 6.7% (-COL$527 millardos), resultado de:

  a) Reducción en:

  - Compras de crudo, gas y productos (-COL$676 millardos) por efecto neto de:
    - Disminución en los volúmenes comprados, principalmente crudo de regalías por la menores producción del país y crudo de terceros en el sur por los atentados al Oleoducto Transandino (-29 kbd): -COL$468 millardos.
    - Menor precio promedio de compra (-US$3.4/Bl) dados los precios internacionales de referencia: -COL$212 millardos.
    - Devaluación de 0.1% de la tasa de cambio COL$/US$ promedio acumulada del tercer trimestre del año: +COL$4 millardos.
  - Amortización y agotamiento de campos por las menores producciones esencialmente en Rubiales, Castilla, Chuchupa y Quifa (-COL$115 millardos).

  b) Incrementos en:

    - Consumo de inventarios por mayor uso de los volúmenes disponibles de crudo durante el tercer trimestre del año respecto al mismo periodo del 2013 debido a las menores producciones y compras: +COL$259 millardos.
    - Costo de servicios contratados en asociación en energía y materiales para proceso como químicos y catalizadores para el tratamiento de los mayores fluidos asociados a la producción en los campos Rubiales y Quifa: +COL$10 millardos.

- **Costos fijos:** aumento de 9.8% (+COL$230 millardos) como resultado principalmente de:

  a) Incrementos en:

  - Costo de transporte de hidrocarburos tarifa fija Ship or Pay (+COL$162 millardos) debido a: 1) pago de tarifa de transporte por el oleoducto Bicentenario (operando desde noviembre/2013), 2) incremento en tarifa regulada por el Ministerio de Minas y Energía a partir de julio/14 para pago de servicio de transporte a Cenit, y 3) efecto devaluación de la tasa de cambio COL$/US$ promedio acumulada del tercer trimestre del año.
  - Mantenimientos en oleoductos y pozos: +COL$112 millardos.
  - Costos laborales por incremento en personal y políticas de retención: +COL$30 millardos.
  - Servicios Contratados Ecopetrol: en arrendamientos, contratos de administración y comunicaciones, vigilancia, servicios profesionales y otros servicios: +COL$40 millardos.
  - IVA no descontable: +COL$23 millardos.

  b) Reducciones en:

  - Servicios Contratados Asociación: -COL$56 millardos.
  - Menor costo de proyectos no capitalizados: -COL$90 millardos.

Los ataques a la infraestructura en lo corrido del 2014 le han costado a la compañía COL$110 millardos (sin incluir la producción diferida y las menores ventas). Este costo incluye la reparación

de las instalaciones, el arrendamiento de equipos, los servicios de transporte y la afectación ambiental, entre otros.

Los **gastos operativos** se incrementaron en 156.9% (+COL$489 millardos) por el efecto combinado de:

- Provisiones: +COL$267 millardos (en 2013 se ajustaron provisiones de litigios por -COL$253 millardos).
- Mayores gastos exploratorios: +COL$118 millardos.
- Servicios de muelles y operación aduanera: +COL$77 millardos.
- Servicios, proyectos y otros: +COL$73 millardos.
- Mayores gastos en impuestos y contribuciones, principalmente incremento en cuota de fiscalización y gravamen a movimientos financieros por un mayor pago de dividendos durante el tercer trimestre de 2014 frente al mismo trimestre del año pasado: +COL$25 millardos.
- Menores gastos en convenios: –COL$71 millardos.

El **margen operacional** del tercer trimestre de 2014 fue 27% frente a 35% del mismo periodo en 2013.

El resultado **no operacional** presentó una disminución de COL$931 millardos, como resultado neto de:

- Diferencia en cambio negativa resultado de devaluación COL$/US$ (posición neta pasiva en dólares): -COL$649 millardos.

  Es importante anotar que la devaluación de la tasa de cambio tiene dos efectos de naturaleza diferente sobre los resultados de la empresa: un efecto positivo en el tiempo, derivado del hecho que nuestros ingresos operacionales están mayormente denominados en dólares, y un efecto negativo en razón a nuestra actual posición neta pasiva en dólares.

  En el neto y de manera acumulada, la devaluación de la tasa de cambio favorece los resultados de la compañía, pues vender crudo y productos indexados a una mayor tasa de cambio, más que compensa los efectos puntuales de la valoración de nuestra posición neta en el balance general.

- Menor utilidad en sociedades de -COL$159 millardos. Según el método de participación, se registraron COL$189 millardos de utilidad en el tercer trimestre de 2014 comparados con COL$348 millardos en el tercer trimestre de 2013. Esta disminución fue el resultado de:
  - Exploración y Producción (-COL$327 millardos): Principalmente por: 1) En Brasil –COL$132 millardos, principalmente por registro en el tercer trimestre de 2014 de no comercialidad de Itauna y de la sanción por ejecución de garantías de la ANP (Agencia Nacional De Petróleos) por no cumplimiento de programa de perforación, 2) Registros de pozos secos en ECP América Inc. (Titan), –COL$107 millardos, 3) Registro de sísmica en Angola (Ecopetrol Global Energy), –COL$39 millardos y 4) Menores utilidades en Hocol y Equion (–COL$49 millardos).
  - Corporativo (-COL$15 millardos), principalmente por el registro en Invercolsa de una provisión relacionada con la posible desvalorización de su inversión directa en la compañía Combustibles Líquidos de Colombia (CLC) S.A. Esp.

- Transporte (+COL$178 millardos) principalmente por el ajuste de tarifas de transporte para este periodo y la menor ejecución del contrato de operación y mantenimiento entre Ecopetrol y Cenit.

Método de Participación: Utilidad por Segmento

(Millardos de COL$)

	III trim. 14	III trim. 13	Ene-Sep. 14	Ene-Sep. 13
Exploración y Producción	(218.6)	107.9	(239.3)	101.0
Refinación	(125.8)	(130.0)	(349.0)	(305.0)
Transporte	525.2	347.0	1,467.2	916.0
Corporativo	8.2	22.9	67.7	69.0
Total	**189.0**	**347.8**	**946.6**	**781.0**

- Menores ingresos de –COL$157 millardos por reconocimiento en 2013 de: -COL$116 millardos sobrantes en toma física de activos fijos y bajas en años anteriores, así como –COL$47 millardos de registro por Laudo Arbitral Contrato de Asociación Quifa; y un efecto neto de otros ingresos en 2014 por reembolsos de: costos en contratos exploración, reposición equipos por obsolescencia, reintegro de recursos por convenios y pólizas de +COL$6 millardos.

Lo anterior contrarrestado por efecto positivo en:

- Menores gastos de intereses y comisiones bancarias: +COL$28 millardos.
- Ingreso neto por efecto de menores gastos ejecutados en salud y educación de jubilados: +COL$4 millardos.
- Efecto neto de +COL$2 millardos por valorización del portafolio de inversiones.

La disminución del 56% (-COP$1,143 millardos) en el gasto por **impuesto de renta** se explica principalmente por la menor utilidad del período.

La utilidad neta del trimestre alcanzó COL$2,356 millardos, 41% menor que la utilidad neta del tercer trimestre de 2013, y el margen neto fue de 16% versus 25%.

El **EBITDA** disminuyó 33% a COL$5,472 millardos y el **margen EBITDA** fue de 38%, comparado con 50% en el tercer trimestre de 2013.

e. Posición de caja

Millardos de COL$*	III trim. 2014	III trim. 2013	Ene-Sep. 14	Ene-Sep. 13
Caja inicial	7,900.5	4,216.8	5,105.4	10,693.1
Caja generada por la operación (+)	15,222.2	16,351.3	45,920.2	47,125.8
Caja consumida en la operación (-)	(10,821.1)	(11,032.1)	(35,156.5)	(36,398.7)
Inversiones (-)**	(2,710.6)	(3,392.3)	(8,603.6)	(9,520.7)
Adquisiciones (-)	-	-	-	-
Pago de dividendos (-)	(4,380.0)	(1,580.0)	(6,920.1)	(8,452.3)
Capitalización (+)	-	-	-	-
Contratación de deuda (+)	2,337.7	6,021.1	6,341.7	6,305.9
Otros flujos (+/-)	495.0	(217.5)	1,356.6	614.2
Caja final	8,043.7	10,367.3	8,043.7	10,367.3

Nota: la diferencia en cambio fue incluida dentro de la línea Otros flujos

* Para efectos de presentación, los saldos en dólares se convierten a pesos mensualmente con la tasa de cambio promedio. La caja inicial de cada trimestre se calcula con la tasa promedio del primer mes y la caja final con la tasa promedio del último mes del respectivo trimestre.

** Las cifras de inversiones difieren de las presentadas en la tabla de inversiones de la página 17 así como del Estado de Flujo de Efectivo de la página 30, debido a que las inversiones diferentes de adquisiciones corresponden a salidas de efectivo para CAPEX que se reflejan en los extractos bancarios de la compañía, y que no dependen de la causación contable. El OPEX se encuentra incluido dentro de la línea Caja consumida en la operación.

f. Balance General

Balance General No Consolidado Millardos de COL$	Septiembre 30, 2014	Junio 30, 2014	Cambio $	Cambio %
Activos corrientes	24,492.2	22,580.5	1,911.7	8.5%
Activos no corrientes	94,994.8	94,963.4	31.4	0.0%
Total Activos	119,487.0	117,543.9	1,943.1	1.7%
Pasivos corrientes	18,773.9	22,660.8	(3,886.9)	(17.2%)
Pasivos no corrientes	31,149.9	27,502.6	3,647.3	13.3%
Total Pasivos	49,923.8	50,163.4	(239.6)	(0.5%)
Patrimonio	69,563.2	67,380.5	2,182.7	3.2%
Total Pasivo y Patrimonio	119,487.0	117,543.9	1,943.1	1.7%
Cuentas de orden deudoras	153,141.3	149,866.1		
Cuentas de orden acreedoras	110,169.4	100,909.6		

Algunas cifras a Junio fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con Septiembre

El activo corriente se incrementó en +COL$1,911.7 millardos como resultado principalmente de los recursos obtenidos a través de la emisión de bonos en el exterior por +COL2,385.2 millardos.

Los pasivos disminuyeron -COL$239.6 millardos en el tercer trimestre de 2014 debido a:

a) Reducción del pasivo corriente en –COL$3,886.9 millardos principalmente por:

- Pago de dividendos a la Nación por –COL$4,380.0 millardos correspondientes a los desembolsos del tercer trimestre. Se encuentran pendientes de pago COL$5,080.0 millardos que serán cancelados durante los meses siguientes.
- Compensados en parte con mayor provisión del impuesto de renta por +COL$678.4 millardos.

b) Incremento del pasivo no corriente en +COL$3,647.3 millardos principalmente por:

- Emisión de bonos de deuda pública externa por +COL$2,385.2 millardos (US$1,200.0 millones) con vencimiento en Enero de 2025.
- Valoración de moneda extranjera de deuda pública externa +COL$932.7 millardos.

El patrimonio ascendió a COL$69,563.2 millardos, con un incremento de +COL$2,182.7 millardos con respecto a junio de 2014. Éste obedece a la utilidad generada en el trimestre por +COL$2,355.6 millardos y al incremento en el superávit por método de participación por +COL$151 millardos que reconoce el mayor valor por diferencia en cambio de las compañías en el exterior, y compensados en parte con desvalorizacion de propiedad planta y equipo originado por baja de activos.

g. Convergencia a Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

De conformidad con lo previsto en la Ley 1314 de 2009, el Decreto Reglamentario 2784 de diciembre de 2012 y el Decreto 3024 de 2013, Ecopetrol pertenece al Grupo 1 de preparadores de la información financiera en Colombia, y por consiguiente, presentó a las diferentes Superintendencias el plan de implementación a NIIF el 28 de febrero de 2013.

El Estado de Situación Financiera de Apertura Individual y Consolidado al 1 de enero de 2014 fue presentado a la Superintendencia Financiera y a la Superintendencia de Puertos y Transporte, con la aprobación de las instancias responsables por la preparación para la convergencia y su adecuado cumplimiento: Junta Directiva, Comité de Auditoría y Representante Legal.

Durante el año 2014, período de transición e implementación, Ecopetrol y su Grupo empresarial han ejecutado un plan de trabajo con el fin de asegurar a nivel de documento fuente el reconocimiento contable de las operaciones bajo IFRS, para dar cumplimiento con la fecha de aplicación del nuevo marco técnico normativo el primero de enero de 2015.

Dentro de los principales impactos y cambios se encuentran: adaptación de los sistemas de información, rediseño de procesos, actualización de las políticas y procedimientos contables, así como la generación de impactos monetarios en los rubros de: activos fijos, obligaciones laborales, impuesto diferido y cuentas por cobrar y por pagar.

h. Calificación de Riesgo

Durante el tercer trimestre de 2014 la agencia calificadora Moody´s Investors Services mantuvo su calificación internacional en Baa2 con perspectiva Estable.

Así mismo la agencia calificadora Fitch Ratings mantuvo su calificación en moneda extranjera y local de Ecopetrol en BBB y BBB+ respectivamente, las dos calificaciones con perspectiva estable.

Las calificaciones de Ecopetrol S.A. vigentes a septiembre 30 de 2014 en moneda local y extranjera pueden ser consultadas en las páginas de internet de Moody´s Investors Services, Standard & Poor´s y Fitch Ratings.

i. Financiamiento

Ecopetrol realizó una emisión de bonos de deuda pública externa con fecha de cumplimiento Septiembre 16 de 2014 con las siguientes condiciones:

Resumen de la emisión de bonos de deuda pública externa de Ecopetrol S.A.	
Plazo:	10 años y 4 meses
Fecha de vencimiento:	Enero 16 de 2025
Monto:	USD$1,200 millones
Amortización:	Al vencimiento
Precio:	99.001
Tasa:	4.246%
Prima en tasa sobre bonos del Tesoro de EE.UU.:	175 puntos básicos
Tasa Cupón:	4.125%
Fecha de pago de intereses:	Enero 16, Julio 16
Calificación de riesgo:	
Moody´s Investors Service	Baa2
Standard & Poor´s	BBB
Fitch Ratings	BBB

II. Resultados Financieros Consolidados[1]

a. Estados de Resultados y Balance General

Estado de Resultados Consolidado

Millardos de COL$	III trim. 14*	III trim. 13*	Cambio $	Cambio %	Ene-Sep. 14*	Ene-Sep. 13*	Cambio $	Cambio %
Ventas Locales	5,930.3	6,260.2	(329.9)	(5.3%)	18,246.0	17,690.2	555.8	3.1%
Ventas al Exterior	11,281.2	11,316.0	(34.8)	(0.3%)	33,618.5	33,092.0	526.5	1.6%
Ventas de Servicios	879.8	551.0	328.8	59.7%	2,238.1	1,686.3	551.8	32.7%
Ventas Totales	18,091.3	18,127.2	(35.9)	(0.2%)	54,102.6	52,468.5	1,634.1	3.1%
Costos Variables	8,995.8	8,689.3	306.5	3.5%	26,031.2	24,462.3	1,568.9	6.4%
Costos Fijos	2,998.1	2,534.5	463.6	18.3%	8,097.1	7,073.6	1,023.5	14.5%
Costo de Ventas	11,993.9	11,223.8	770.1	6.9%	34,128.3	31,535.9	2,592.4	8.2%
Utilidad Bruta	6,097.4	6,903.4	(806.0)	(11.7%)	19,974.3	20,932.6	(958.3)	(4.6%)
Gastos Operativos	1,427.4	759.4	668.0	88.0%	4,500.4	3,307.5	1,192.9	36.1%
Utilidad Operacional	4,670.0	6,144.0	(1,474.0)	(24.0%)	15,473.9	17,625.1	(2,151.2)	(12.2%)
Ingresos/Gastos No operativos	(789.3)	273.1	(1,062.4)	(389.0%)	(991.5)	195.8	(1,187.3)	(606.4%)
Provisión Impuesto de Renta	1,391.2	2,352.7	(961.5)	(40.9%)	5,481.3	6,609.6	(1,128.3)	(17.1%)
Interés minoritario	210.2	203.7	6.5	3.2%	646.9	531.3	115.6	21.8%
Utilidad Neta	2,279.3	3,860.7	(1,581.4)	(41.0%)	8,354.2	10,680.0	(2,325.8)	(21.8%)
EBITDA	5,468.9	7,999.7	(2,530.8)	(31.6%)	19,943.5	23,112.3	(3,168.8)	(13.7%)
Margen EBITDA	30%	44%			37%	44%		

* No auditado
Algunas cifras de 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con el año 2014

Balance General Consolidado

Millardos de COL$	Septiembre 30, 2014	Junio 30, 2014	Cambio $	Cambio %
Activos corrientes	31,688.7	30,730.2	958.5	3.1%
Activos de largo plazo	108,177.4	106,400.6	1,776.8	1.7%
Total Activos	139,866.1	137,130.8	2,735.3	2.0%
Pasivos corrientes	23,615.6	26,397.8	(2,782.2)	(10.5%)
Pasivos de largo plazo	43,410.6	39,212.4	4,198.2	10.7%
Total Pasivos	67,026.2	65,610.2	1,416.0	2.2%
Patrimonio	68,610.0	66,504.4	2,105.6	3.2%
Interés minoritario	4,229.9	5,016.2	(786.3)	(15.7%)
Total Pasivo y Patrimonio	139,866.1	137,130.8	2,735.3	2.0%
Cuentas de orden deudoras	170,653.2	167,790.8		
Cuentas de orden acreedoras	108,513.9	99,617.8		

Algunas cifras a Junio fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con Septiembre

Los mayores aportes en **ventas totales** de las subordinadas individualmente consideradas (sin el efecto de las eliminaciones) del tercer trimestre de 2014 provinieron de Hocol con COL$1,551 millardos, Equión con COL$842 millardos, Refinería de Cartagena (Reficar) con COL$828 millardos

[1] Para efectos de la consolidación del tercer trimestre del año 2014, se incluyeron, además de los resultados de Ecopetrol, S.A. los de las siguientes subordinadas:

Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil, Ecopetrol América Inc, Ecopetrol del Perú S.A., Hocol S.A., Hocol Petroleum Limited, Bioenergy S.A., Andean Chemicals Limited, ECP Global Energy, Propilco S.A., Comai, ODL, Black Gold Re Ltd., Ecopetrol Pipelines Limited, Oleoducto de Colombia, Ocensa S.A., Reficar, Oleoducto Bicentenario, Ecopetrol Capital A.G., Equión Energía Limited, Ecopetrol Global Capital SLU, Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. ("Cenit"), Ecopetrol Germany GMBH.

provenientes de su gestión de comercialización, Cenit con COL$749 millardos, Ocensa con COL$692 millardos y Propilco con COL$446 millardos.

A su vez, **las mayores utilidades** individuales de cada una de las compañías del grupo (sin el efecto de eliminaciones) fueron las de Cenit con COL$525 millardos (la información financiera presentada por Cenit corresponde a esta compañía de manera individual, la cual reconoce por el método de participación las utilidades de las demás compañías de transporte del grupo empresarial), Ocensa con COL$376 millardos, Equión con COL$105 millardos, ODL con COL$104 millardos y Hocol con COL$98 millardos. Las mayores pérdidas netas fueron reportadas por Ecopetrol América Inc. con COL$169 millardos, Refinería de Cartagena COL$162 millardos y Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil con COL$156 millardos.

Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil aún no reporta utilidad ya que se encuentran realizando actividades exploratorias sin tener aún producción y Bioenergy se encuentran en etapa pre-operativa.

Mediante el método de participación patrimonial Ecodiesel generó utilidad por COL$2 millardos, Invercolsa generó pérdidas por COL$11 millardos y Offshore International Group por COL$4 millardos.

El **Ebitda** consolidado del tercer trimestre de 2014 fue de COL$5,468 millardos, equivalente a un **margen Ebitda** del 30%.

b. Resultados por segmentos

Resultados por Segmentos	E&P		Refinación y Petroquímica		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado	
Millardos de COL$	**III trim. 14**	**III trim. 13**	**III trim. 14**	**III trim. 13**	**III trim. 14**	**III trim. 13**	**III trim. 14**	**III trim. 13**	**III trim. 14**	**III trim. 13**
Ventas Locales	1,826	2,229	5,422	5,472	221	54	(1,539)	(1,495)	5,930	6,260
Ventas al Exterior	9,940	10,698	1,404	1,656	-	-	(63)	(1,038)	11,281	11,316
Ventas de Servicios	139	15	59	42	1,784	1,539	(1,102)	(1,045)	880	551
Ventas Totales	11,905	12,942	6,885	7,170	2,005	1,593	(2,704)	(3,578)	18,091	18,127
Costos Variables	4,512	5,297	5,823	6,695	231	202	(1,570)	(3,505)	8,996	8,689
Costos Fijos	2,584	1,604	634	514	791	654	(1,011)	(237)	2,998	2,535
Costo de Ventas	7,096	6,901	6,457	7,209	1,022	856	(2,581)	(3,742)	11,994	11,224
Utilidad Bruta	4,809	6,041	428	(39)	983	737	(123)	164	6,097	6,903
Gastos Operativos	1,138	391	255	258	193	111	(158)	(1)	1,428	759
Utilidad Operacional	3,671	5,650	173	(297)	790	626	35	165	4,669	6,144
Ingresos/Gastos No operativos	(671)	125	(238)	(52)	127	168	(7)	33	(789)	274
Beneficio (gasto) impuesto de renta	(1,038)	(2,191)	(59)	38	(293)	(200)	(1)	-	(1,391)	(2,353)
Interés Minoritario	(52)	(71)	1	-	(159)	(133)	-	-	(210)	(204)
Utilidad Neta	1,910	3,513	(123)	(311)	465	461	27	198	2,279	3,861
EBITDA	4,312	7,163	334	35	781	676	41	126	5,469	8,000
Margen Ebitda	36.2%	55.3%	4.9%	0.5%	39.0%	42.4%	(1.5%)	(3.5%)	30.2%	44.1%

Algunas reclasificaciones entre costo fijo y costo variable fueron hechas en 2013 y 2014

Resultados Acumulados por Segmentos

	E&P		Refinación y Petroquímica		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado	
Millardos de COL$	**Ene-Sep. 14**	**Ene-Sep. 13**	**Ene-Sep. 14**	**Ene-Sep. 13**	**Ene-Sep. 14**	**Ene-Sep. 13**	**Ene-Sep. 14**	**Ene-Sep. 13**	**Ene-Sep. 14**	**Ene-Sep. 13**
Ventas Locales	5,620	6,550	16,594	16,003	709	446	(4,677)	(5,309)	18,246	17,690
Ventas al Exterior	29,873	30,951	4,605	5,773	-	-	(859)	(3,632)	33,619	33,092
Ventas de Servicios	176	59	65	105	5,054	3,990	(3,057)	(2,468)	2,238	1,686
Ventas Totales	35,669	37,560	21,264	21,881	5,763	4,436	(8,593)	(11,409)	54,103	52,468
Costos Variables	14,583	14,411	18,555	20,240	453	409	(7,560)	(10,598)	26,031	24,462
Costos Fijos	5,343	4,336	1,558	1,360	2,207	1,871	(1,011)	(493)	8,097	7,074
Costo de Ventas	19,926	18,747	20,113	21,600	2,660	2,280	(8,571)	(11,091)	34,128	31,536
Utilidad Bruta	15,743	18,813	1,151	281	3,103	2,156	(22)	(318)	19,975	20,932
Gastos Operativos	3,221	1,865	989	880	448	562	(157)	-	4,501	3,307
Utilidad Operacional	12,522	16,948	162	(599)	2,655	1,594	135	(318)	15,474	17,625
Ingresos/Gastos No operativos	(579)	368	(432)	(322)	29	148	(10)	2	(992)	196
Beneficio (gasto) impuesto de renta	(4,520)	(6,372)	(70)	226	(891)	(464)	-	-	(5,481)	(6,610)
Interés Minoritario	(183)	(190)	3	1	(467)	(342)	-		(647)	(531)
Utilidad Neta	7,240	10,754	(337)	(694)	1,326	936	125	(316)	8,354	10,680
EBITDA	16,340	21,525	896	137	2,581	1,772	127	(322)	19,944	23,112
Margen Ebitda	45.8%	57.3%	4.2%	0.6%	44.8%	39.9%	(1.5%)	2.8%	36.9%	44.1%

Algunas reclasificaciones entre costo fijo y costo variable fueron hechas en 2013 y 2014

Exploración y Producción

Los ingresos del tercer trimestre de 2014 disminuyeron un 8% frente al mismo periodo del año anterior, debido principalmente a las menores exportaciones de crudo como consecuencia de la caída en la producción y al impacto negativo en los precios de venta promedio de referencia internacional.

El costo de ventas del segmento aumentó 3% por mayores costos de servicio de transporte y productos importados, compensados con unas menores compras de regalías asociadas principalmente a un menor volumen de producción.

Los gastos operacionales presentaron un incremento de COL$747 millardos frente al mismo período del año anterior debido: a) Aumento en gastos de exploración (principalmente pozos secos Side Track Bloque Caño Sur, pozos Pastinaca-4 y Venus 3 y 4) y gastos de sísmica, b) Reversión en el año 2013 de provisiones por procesos judiciales a favor de Ecopetrol (autogeneración de energía Aguazul-Tauramena).

En cuanto a los resultados no operacionales, estos representan un mayor gasto de COL$796 millardos frente al tercer trimestre de año anterior, como consecuencia de un aumento en gastos por intereses y diferencia en cambio derivada de la deuda en dólares.

Es importante mencionar que la depreciación de la tasa de cambio tiene dos efectos sobre los estados financieros de la empresa. Un impacto adverso en razón a nuestro endeudamiento en dólares y un efecto positivo en el tiempo derivado del hecho que nuestros ingresos operacionales son mayoritariamente en dólares mientras que muchos de nuestros gastos operacionales se denominan en moneda local.

Como resultado final, la utilidad neta del segmento ascendió a COL$1,910 millardos, 46% menor que la del tercer trimestre de 2013.

Refinación y Petroquímica

Los ingresos del tercer trimestre 2014 disminuyeron 4% frente al mismo período del año anterior debido a la caída de los principales indicadores internacionales de precio y a menor volumen

exportado por Reficar como resultado de la apagada general de la refinería de Cartagena desde marzo de 2014 para preparar el recibo de la nueva refinería.

El costo de ventas del segmento disminuyó 10% comparado con el mismo período del año anterior debido a menores compras de crudo y a menores importaciones de Jet para el interior del país debido a la mayor producción de la Refinería de Barrancabermeja.

Los resultados no operacionales fueron negativos en COL$186 millardos, debido al impacto de la devaluación del peso en la valoración de activos y pasivos en dólares (diferencia en cambio) durante el tercer trimestre de 2014.

Como resultado de lo anterior, el segmento presentó una pérdida neta de COL$123 millardos, COL$188 millardos menor a la del mismo trimestre del año anterior (una reducción del 60%).

Transporte

Los ingresos del tercer trimestre de 2014 aumentaron 26%, debido a: 1) los mayores volúmenes transportados a terceros por parte de Cenit y Ocensa, 2) la actualización de tarifas y 3) la entrada en operación del Oleoducto Bicentenario en noviembre de 2013.

Los costos de ventas del segmento aumentaron 19% por los costos asociados al mantenimiento de la infraestructura durante el tercer trimestre de 2014 y por la entrada en operación del Oleoducto Bicentenario.

Los gastos operacionales se incrementaron 74% frente al mismo periodo del año anterior por la atención de emergencias de hurtos y atentados a la infraestructura.

Los resultados no operacionales decrecieron un 24% principalmente por el reconocimiento del gasto de intereses sobre la deuda por la entrada en operación del Oleoducto Bicentenario, compensado con mayores ingresos por diferencia en cambio.

Como resultado de lo anterior, el segmento presentó una utilidad neta de COL$465 millardos frente a COL$461 millardos del tercer trimestre del 2013.

III. Resultados Operativos

a. Inversiones

Inversiones realizadas por Ecopetrol:

Inversiones* (US$ millones) Enero - Septiembre 2014				
Segmento	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias***	Total	Peso de cada segmento
Producción	2,347.0	339.5	2,686.5	48.0%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	160.3	1,166.6	1,326.9	23.7%
Exploración	417.8	456.7	874.5	15.6%
Transporte	59.3**	570.0	629.3	11.3%
Corporativo	73.2	0.0	73.2	1.3%
Suministro y Mercadeo	2.9	0.0	2.9	0.1%
Total	**3,060.5**	**2,532.8**	**5,593.3**	**100.0%**

* Las inversiones difieren con el valor de Capex presentado en el Estado de Flujo de Efectivo de la página 30. Las inversiones de esta tabla incluyen los flujos de Opex y Capex de los proyectos de inversión, mientras que la línea de inversiones del Estado de Flujos de Efectivo incluye únicamente el Capex.

** Estas inversiones se recuperan como costos que Cenit reembolsa a Ecopetrol

*** Prorrateadas por la participación de Ecopetrol

Las inversiones del periodo Enero - Septiembre ascendieron a US$5,593.3 millones (54.7% en Ecopetrol S.A. y 45.3% en filiales y subsidiarias) las cuales se distribuyeron así:

- Producción (48.0%): a) Ejecución de campañas de desarrollo principalmente en los campos Rubiales, Quifa y Casabe, b) ampliación de la estación Acacías para el tratamiento de crudo; y c) construcción de facilidades en el campo Chichimene para ampliar el manejo de agua.
- Refinación, Petroquímica y Biocombustibles (23.7%): Proyecto de Modernización de la Refinería de Cartagena y el Plan Maestro de Servicios Industriales en la Refinería de Barrancabermeja.
- Exploración (15.6%): Adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios, estratigráficos y delimitadores.
- Transporte (11.3%): a) proyecto San Fernando – Monterrey, b) optimización oleoducto Caño Limón – Coveñas y Galán - Sebastopol, c) evacuación de crudos Magdalena Medio (incremento capacidad de transporte en el sistema Ayacucho – Coveñas y aumento de almacenamiento), d) incremento capacidad Oleoducto Ocensa.

b. Exploración

Ronda Colombia 2014:

Ecopetrol S.A. y su filial Hocol S.A. presentaron las mejores ofertas para 5 bloques exploratorios en la Ronda Colombia 2014.

El bloque costa afuera "Sin Off 7", ubicado en el Caribe colombiano, fue adjudicado por la ANH a la Unión Temporal entre Ecopetrol (participación del 35%) y Shell (operador con una participación del

65%). Por su parte los bloques SN-8, SN-15, SN-18 y YDSN1 (Yacimiento Descubierto No Desarrollado) en la cuenca Sinú San Jacinto fueron adjudicados a Hocol S.A.

La inversión estimada de Ecopetrol y Hocol en los 5 bloques será del orden de US$80 millones en la fase inicial de exploración, que incluye los compromisos mínimos obligatorios y la inversión adicional ofrecida en la ronda.

Exploración en Colombia (Ecopetrol S.A. y Hocol S.A.):

Perforación en Colombia de Pozos A3

	III trim. 2014				**Ene-Sep 14**			
Compañía	Perforados	Exitoso*	En evaluación	Seco	Perforados	Exitoso*	En evaluación	Seco
Ecopetrol S.A.	5	0	3	2	14	1	4	9
Hocol S.A.	1	0	0	1	3	0	0	3
Total	**6**	**0**	**3**	**3**	**17**	**1**	**4**	**12**

*éxito geológico

Además de los pozos A3, durante el tercer trimestre de 2014 Hocol perforó dos pozos estratigráficos y Ecopetrol perforó tres pozos delimitadores (A1).

Exploración Internacional:

Costa del Golfo de los Estados Unidos (Ecopetrol América Inc):

Durante el tercer trimestre de 2014 concluyó la perforación de tres pozos exploratorios:

- León (operado por Repsol y participación de Ecopetrol del 40%): exitoso.
- K2 Exploration Tail (operado por Anadarko y participación de Ecopetrol del 9.2%): seco.
- Titan (operado por Murphy y en el cual Ecopetrol tiene participación del 30%): seco.

Angola:

Durante el trimestre inició la perforación del pozo Jacare en el bloque 38/11 y finalizó la perforación del pozo Dilolo-1 en el bloque 39/11 de la cuenca Kwanza el cual fue declarado seco. Este gasto se reconocerá en los estados financieros en el mes de octubre de 2014 por un valor cercano a 71.5 millones de dólares.

Nuevo Vicepresidente de Exploración en Ecopetrol S.A.:

El 8 de septiembre de 2014, el señor Max Torres se posesionó como Vicepresidente de Exploración quien reporta al Director General de Operaciones. El señor Torres es geólogo y magister en ciencias de estratigrafía de la Universidad de Georgia (EE.UU.) y cuenta con más de 28 años de experiencia exploratoria en Latinoamérica, Asia, Europa y África.

c. Producción

Producción Bruta* Ecopetrol S.A. incluida su participación en filiales y subsidiarias

Ecopetrol S.A. (kbped)	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Cambio bls	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %	Cambio bls
Crudo	580.0	620.9	(6.6%)	(40.9)	576.5	616.1	(6.4%)	(39.6)
Gas natural**	124.0	133.3	(7.0%)	(9.3)	125.7	128.5	(2.2%)	(2.8)
Total	**704.0**	**754.2**	**(6.7%)**	**(50.2)**	**702.2**	**744.6**	**(5.7%)**	**(42.4)**

Hocol (kbped)	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Cambio bls	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %	Cambio bls
Crudo	20.2	20.6	(1.9%)	(0.4)	21.6	20.9	3.3%	0.7
Gas Natural	0.1	0.2	(50.0%)	(0.1)	0.2	0.2	0.0%	0.0
Total	**20.3**	**20.8**	**(2.4%)**	**(0.5)**	**21.8**	**21.1**	**3.3%**	**0.7**

Savia (kbped)	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Cambio bls	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %	Cambio bls
Crudo	6.0	5.2	15.4%	0.8	6.0	5.0	20.0%	1.0
Gas Natural	0.7	1.1	(36.4%)	(0.4)	0.5	0.9	(44.4%)	(0.4)
Total	**6.7**	**6.3**	**6.3%**	**0.4**	**6.5**	**5.9**	**10.2%**	**0.6**

Equion (kbped)	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Cambio bls	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %	Cambio bls
Crudo	9.8	9.6	2.1%	0.2	9.9	10.1	(2.0%)	(0.2)
Gas Natural	7.8	7.8	0.0%	0.0	7.8	7.4	5.4%	0.4
Total	**17.6**	**17.4**	**1.1%**	**0.2**	**17.7**	**17.5**	**1.1%**	**0.2**

Ecopetrol America-K2 (kbped)	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Cambio bls	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %	Cambio bls
Crudo	3.2	1.5	113.3%	1.7	2.0	1.4	42.9%	0.6
Gas Natural	3.0	0.2	1,400.0%	2.8	1.7	0.2	750.0%	1.5
Total	**6.2**	**1.7**	**264.7%**	**4.5**	**3.7**	**1.6**	**131.3%**	**2.1**

Ecopetrol S.A. incluida participación en filiales y subsidiarias (kbped)	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Cambio bls	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %	Cambio bls
Crudo	619.2	657.8	(5.9%)	(38.6)	616.0	653.5	(5.7%)	(37.5)
Gas Natural	135.6	142.6	(4.9%)	(7.0)	135.9	137.2	(0.9%)	(1.3)
Total	**754.8**	**800.4**	**(5.7%)**	**(45.6)**	**751.9**	**790.7**	**(4.9%)**	**(38.8)**

* La producción bruta incluye regalías

** La producción de gas incluye productos blancos

Durante el tercer trimestre de 2014 la producción del Grupo Empresarial aumentó 2.8% frente al segundo trimestre del año, debido principalmente a: 1) reducción en atentados y 2) aumento de la producción en el campo Chichimene, el cual logró una producción record de 66 mil barriles de petróleo equivalente por día.

En comparación con el tercer trimestre del año anterior, la producción del Grupo Empresarial disminuyó 5.7% como consecuencia principalmente de: 1) limitaciones en la capacidad de disposición de agua, 2) disminución temporal de la producción en los campos de gas en la Guajira debido al proyecto GACE IV (incremento del factor de recobro mediante reducción de la presión en cabeza de pozo), y 3) dificultades operacionales asociadas a paros y socializaciones con comunidades, las cuales generaron retrasos en la entrada de nuevas facilidades y pozos.

Licencias aprobadas:

- Transferencia de aguas industriales a terceros (permitirá reducir las limitaciones en la capacidad de disposición de agua en algunos de los principales campos en el mediano y largo plazo)
- Licencia ambiental de desarrollo para el campo Caño Sur.

Pilotos de aumento de Factor de Recobro:

- Inicio de 2 pilotos de recobro mejorado en el campo Palo Grande (CEOR), ubicado en la región sur y el campo Provincia (Huff & Puff), ubicado en la región del Magdalena Medio.
- Inyección de aire campo Chichimene: terminó la construcción del laboratorio de pruebas.



Producción de los Principales Campos:

Producción Promedio Principales Campos por Región (kbped) - Participación neta de Ecopetrol

	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %
Región Central	**96.3**	**92.3**	**4.3%**	**95.1**	**92.9**	**2.4%**
1) Campo La Cira - Infantas	24.9	23.1	7.8%	24.7	23.0	7.4%
2) Campo Casabe	22.2	22.5	(1.3%)	21.9	23.3	(6.0%)
3) Campo Yarigui	17.6	15.8	11.4%	17.4	15.6	11.5%
4) Otros Campos	31.6	30.9	2.3%	31.1	31.0	0.3%
Región Orinoquía	**231.2**	**232.3**	**(0.5%)**	**222.7**	**228.7**	**(2.6%)**
1) Campo Castilla	102.9	112.0	(8.1%)	103.2	115.6	(10.7%)
2) Campo Chichimene	60.9	57.4	6.1%	52.5	53.8	(2.4%)
3) Campo Cupiagua	39.7	37.2	6.7%	38.3	33.7	13.6%
4) Otros Campos	27.7	25.7	7.8%	28.7	25.6	12.1%
Región Sur	**34.4**	**36.0**	**(4.4%)**	**35.3**	**35.4**	**(0.2%)**
1) Campo San Francisco	9.2	10.1	(8.9%)	9.4	10.0	(6.0%)
2) Área Huila	9.0	9.1	(1.1%)	9.3	8.8	5.7%
3) Campo Tello	4.6	4.7	(2.1%)	4.5	4.6	(2.2%)
4) Otros Campos	11.6	12.1	(4.1%)	12.1	12.0	1.0%
Región de Activos con Socios	**335.4**	**387.4**	**(13.4%)**	**342.9**	**380.9**	**(10.0%)**
1) Campo Rubiales	101.2	120.8	(16.2%)	107.0	120.8	(11.4%)
2) Campo Guajira	46.4	59.5	(22.0%)	51.1	59.2	(13.7%)
3) Campo Quifa	33.0	37.8	(12.7%)	33.2	31.7	4.7%
4) Campo Caño Limón	34.2	40.3	(15.1%)	27.8	37.2	(25.3%)
5) Campo Cusiana	33.8	34.0	(0.6%)	33.7	33.0	2.1%
6) Otros Campos	86.8	95.0	(8.6%)	90.1	99.0	(9.0%)
Región de Activos Menores	**6.7**	**6.2**	**8.1%**	**6.2**	**6.7**	**(7.5%)**
Operación Directa	4.5	3.2	40.6%	3.9	3.5	11.4%
Operación Asociada	2.2	3.0	(26.7%)	2.3	3.2	(28.1%)
Total	**704.0**	**754.2**	**(6.7%)**	**702.2**	**744.6**	**(5.7%)**
Operación Directa	**366.4**	**363.8**	**0.7%**	**357.0**	**360.5**	**(1.0%)**
Operación Asociada	**337.6**	**390.4**	**(13.5%)**	**345.2**	**384.1**	**(10.1%)**

Producción Crudo - Por tipo de crudo*
kbpd

	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %
Liviano	43.8	47.5	(7.8%)	44.7	49.8	(10.2%)
Medio	199.4	215.4	(7.4%)	197.8	216.2	(8.5%)
Pesado	336.8	358.0	(5.9%)	334.0	350.1	(4.6%)
Total	**580.0**	**620.9**	**(6.6%)**	**576.5**	**616.1**	**(6.4%)**

* No incluye filiales

Costo de levantamiento de Ecopetrol S.A.:

El indicador de costo de levantamiento por barril producido para Ecopetrol S.A. en el periodo julio - septiembre de 2014 fue de US$10.66 (basado en la metodología aprobada por la SEC, la cual no incluye regalías en la estimación de costo por barril), US$0.65 por barril menos que el mismo periodo del año anterior, como efecto neto de:

- Menores costos por la implementación de estrategias de optimización: 1) manejo de fluidos en los campos Rubiales y Quifa debido a la entrada del proyecto de electrificación del área, y 2) mantenimiento de las estaciones de tratamiento y baterías de producción: -US$1.15 / barril.
- Mayores costos debido al menor volumen producido: +US$0.51 / barril.

d. Transporte

Volúmenes Transportados (kbpd)	III trim. 2014	III trim. 2013	Cambio %	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %
Crudos	980.3	931.6	5.2%	947.1	943.9	0.3%
Refinados	252.0	242.6	3.9%	249.2	240.2	3.7%
Total	**1,232.3**	**1,174.2**	**4.9%**	**1,196.3**	**1,184.1**	**1.0%**

El volumen de crudo transportado a través de los sistemas principales de Cenit S.A.S y sus filiales, aumentó 5.2% respecto al tercer trimestre del año anterior, debido principalmente a: 1) mayor volumen transportado por el tramo Ayacucho - Coveñas debido a la entrada de volúmenes del oleoducto Bicentenario; 2) disminución de los atentados contra la infraestructura durante el trimestre y 3) mayor capacidad de transporte en Ocensa como resultado de avances tempranos en la proyecto Delta 35. Del volumen total de crudo transportado por oleoductos, aproximadamente 74.2% correspondió a crudo de propiedad de Ecopetrol.

En cuanto a productos refinados, los volúmenes transportados por Cenit S.A.S durante el tercer trimestre del año aumentaron 3.9% frente al mismo período del año anterior, como consecuencia de un mayor volumen de nafta transportada por el sistema Galán – Sebastopol con destino a Apiay, utilizada para diluir los crudos pesados. Del volumen total de productos transportados por poliductos, cerca del 50.7% correspondió a productos de propiedad de Ecopetrol.

Costo por barril transportado:

El indicador de costo barril transportado para Ecopetrol para el tercer trimestre de 2014 fue de US$ 10.71/barril, que comparado con US$12.02/barril en el mismo período de 2013, presenta una reducción de US$1.31/barril, como resultado neto de:

- Tarifa: + US$0.24 / barril: Ajustes tarifarios aprobados en Julio 2014.
- Volumen: -US$0.78 / barril: Mayor volumen transportado
- Tasa de cambio: -0.77 US$ / barril: devaluación de COP$131.46 por dólar

La información presentada para el año 2013 difiere de la reportada el año pasado, ya que en la anterior metodología de cálculo se incluían los volúmenes de producto importado, principalmente diluyente. A partir de este trimestre esos volúmenes no se incluirán y el efecto es el siguiente:

- Enero - Junio 2014: pasa de US$7.14/barril a US$10.08/ barril
- Enero-Junio 2013: pasa de US$5.86/barril a US$10.02/ barril

e. Refinación

e.1) Refinería de Barrancabermeja:

	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %
Carga* (kbdc)	226.3	217.1	4.2%	226.7	217.9	4.0%
Factor de utilización (%)	78.9%	80.2%	(1.6%)	81.2%	81.4%	(0.2%)

* Corresponde a los volumenes efectivamente cargados, no a los recibidos

La carga en el tercer trimestre de 2014 aumentó debido a la estabilidad operacional de las unidades de proceso. El factor de utilización disminuyó en el tercer trimestre de 2014 debido al mantenimiento de la unidad de cracking UOP I.

El Plan Maestro de Servicios Industriales alcanzó un avance del 93% a septiembre 30 de 2014, destacándose el precomisionamiento del nuevo sistema a gas de la unidad U-5100 y del Tanque K-5121.

Costos y márgenes de la Refinería de Barrancabermeja:

El indicador de costo operativo de caja de la refinería para el periodo julio - septiembre de 2014 fue de US$6.40 por barril, US$1.15 / barril menor que el del mismo periodo del año anterior, como efecto de:

- Menores costos operacionales explicados por menores paradas de planta realizadas, y la optimización de costos de mantenimiento: -US$0.87 / barril.
- Menores costos por la mayor carga en la refinería como consecuencia de mejores diferenciales de precios en los productos refinados, que incentivó su mayor producción: -US$0.27 / barril.
- Devaluación del peso colombiano frente al dólar: -US$0.01 por barril.

	III trim. 14	III trim. 13	Cambio %	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13	Cambio %
Margen de Refinación (USD/bl)	15.5	10.2	52.0%	14.2	11.9	19.3%

El margen bruto de refinación en Barrancabermeja en el tercer trimestre de 2014 aumentó US$5.3/barril frente al mismo periodo del año 2013 debido a una mayor carga de crudo procesado aprovechando la caída del precio del petróleo y un mejor crack spread.

e.2) Reficar (Refinería de Cartagena):

Durante el tercer trimestre del año 2014 no se realizó carga de crudo y no se generó margen de refinación ya que no se utilizaron las unidades de proceso de la refinería como consecuencia de la apagada programada desde marzo 3 y hasta que entre en operación la nueva refinería.

El proyecto de ampliación y modernización alcanzó un avance físico del 94.7% al corte de septiembre 30 de 2014 y los porcentajes de avance de los frentes del proyecto fueron:

Frente de Trabajo	Porcentaje
Ingeniería de detalle	100.0%
Compras	99.9%
Fabricación de módulos	100.0%
Construcción	91.3%

IV. Consolidación Organizacional, Responsabilidad Corporativa y Gobierno Corporativo

a. Consolidación organizacional

Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente):

Indicador HSE*	III trim. 14	III trim. 13	Ene-Sep 14	Ene-Sep 13
Índice de Frecuencia de Accidentalidad (accidentes / millón de horas hombre)	1.15	0.50	1.01	0.76
Incidentes ambientales	3	13	20	23

* Los resultados de los indicadores están sujetos a modificación posterior al cierre del trimestre debido a que algunos de los accidentes e incidentes son reclasificados según el resultado final de las investigaciones.

Ciencia y tecnología:

Durante el tercer trimestre de 2014 se otorgaron 6 patentes a Ecopetrol:

- Colombia: 1) proceso para la reducción de la viscosidad de crudos pesados y transporte por tubería con diluyentes no convencionales, 2) proceso para la obtención de destilados medios mediante el coprocesamiento de aceites vegetales e hidrocarburos en una unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado convencional; y 3) proceso para la producción de propileno y etileno a partir de etanol empleando un catalizador zeolítico.
- República de Corea: trampa de vanadio para el proceso de ruptura catalítica y su preparación.
- EE.UU.: herramienta inteligente para detección de perforaciones en tuberías e interpretación de datos en línea.
- Indonesia: proceso para la obtención de compuestos parafínicos sólidos por hidrotratamiento de aceites vegetales.

b. Responsabilidad Corporativa

Convención Colectiva de Trabajo

Ecopetrol y los sindicatos alcanzaron un acuerdo para la firma de la Convención Colectiva de Trabajo por una vigencia de 4 años (julio de 2018). Los acuerdos alcanzados cobijan entre otros aspectos educación, definición de beneficiarios y familia, alimentación, primas y prestaciones, escalafón y salarios, garantías sindicales, y aspectos normativos.

Dow Jones Sustainability Index:

Por cuarto año consecutivo, Ecopetrol S.A. fue ratificada dentro del índice mundial de sostenibilidad del Dow Jones. Ecopetrol S.A. continúa en el grupo del 10% de las empresas con mejor desempeño en sostenibilidad dentro de un universo de 2.500 compañías que cotizan en las bolsas de valores, y que hacen parte del indicador mundial del Dow Jones.

Reconocimiento:

Ecopetrol fue incluida dentro del grupo de empresas más grandes y sostenibles del sector Oil & Gas, según el reporte "The Tomorrow´s Value Rating", producido por la firma noruega DNV GL.

Ecopetrol se destacó por la forma en que responde a las expectativas de sus grupos de interés y por su compromiso para gestionar los impactos de su actividad a lo largo de su cadena de valor.

Inversión Social:

Al tercer trimestre del año se causaron recursos de inversión social por un valor de COL$31,729 millones, distribuidos así: 1) 65% para programas de competitividad regional, 2) 19% para educación y cultura, y 3) 16% para programas de ciudadanía y democracia.

c. Gobierno corporativo

Cambios en la Junta Directiva

Debido a su designación como Ministro de Minas y Energía y Director de Planeación Nacional, los señores Tomás González Estrada y Simón Gaviria Muñoz hacen parte de la Junta Directiva de Ecopetrol desde el 29 de Agosto de 2014.

d. Nombramiento de nuevos Vicepresidentes

Durante el mes de Octubre el señor Alejandro Linares Cantillo asumió como nuevo Vicepresidente Jurídico y el señor Alejandro Arango López como nuevo Vicepresidente de Talento Humano.

V. Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del tercer trimestre del año 2014:

Español	**Inglés**
Noviembre 4, 2014	Noviembre 4, 2014
1:30 p.m. Bogotá, Nueva York y Toronto	3:00 p.m. Bogotá, Nueva York y Toronto

La transmisión en Internet estará disponible en la página web de Ecopetrol: www.ecopetrol.com.co

Por favor acceder al sitio 10 minutos antes a fin de descargar el software necesario y verificar si su navegador permite la operación normal del webcast. Recomendamos las últimas versiones de Internet Explorer (11), Google Chrome y Mozilla Firefox (28).

Acerca de Ecopetrol S.A.

Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC; TSX: ECP) es la mayor compañía de Colombia en ingresos, utilidad, activos y patrimonio neto. Ecopetrol es la única compañía colombiana de petróleo crudo y gas natural verticalmente integrada, con participación en operaciones en Colombia, Brasil, Perú, Estados Unidos (Golfo de México) y Angola. Sus subordinadas incluyen a las siguientes compañías: Andean Chemicals Limited, Bioenergy S.A, Bionergy Zona Franca S.A.S, Black Gold Re Ltd, Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S, COMAI, Ecopetrol América Inc, Ecopetrol del Perú S.A, Ecopetrol Oleo e Gas do Brasil Ltda, Ecopetrol Germany GmbH, Ecopetrol Capital AG, Ecopetrol Global Energy, Ecopetrol Global Capital S.L.U, EPI- Ecopetrol Pipelines International Limited, Equión Energía Limited, Hocol Petroleum Limited, Hocol S.A., ODL Finance S.A, ODL S.A, Propilco, Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S, Ocensa S.A, Oleoducto de Colombia S.A., Refinería de Cartagena S.A, Santiago Oil Company y Colombia Pipelines Limited. Ecopetrol S.A. es una de las 50 compañías petroleras más grandes del mundo y una de las cuatro principales compañías petroleras en América Latina. La empresa es de propiedad mayoritaria de la República de Colombia (88.5%), y sus acciones cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia S.A. (BVC) bajo el símbolo ECOPETROL, en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) bajo el símbolo (EC), y en la Bolsa de Valores de Toronto (TSX) bajo el símbolo ECP. La compañía tiene tres segmentos de negocio: 1) exploración y producción, 2) transporte y logística, y 3) refinación, petroquímica y biocombustibles.

Declaraciones de proyección futura

Este comunicado puede contener declaraciones de proyección futura relacionadas con las perspectivas del negocio, estimados para los resultados operativos y financieros, y de crecimiento de Ecopetrol. Se trata de proyecciones y, como tal, están basadas únicamente en las expectativas de la dirección con relación al futuro de la empresa y su continuo acceso a capital para financiar el plan de negocios de la compañía. Dichas declaraciones a futuro dependen, básicamente, de cambios en las condiciones de mercado, regulaciones de gobierno, presiones de la competencia, el desempeño de la economía colombiana y la industria, entre otros factores; por lo tanto, están sujetas a cambios sin aviso previo.

Información de Contacto:

Director de Relaciones con el Inversionista: Alejandro Giraldo
Teléfono: +571 234 5190; Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios: Jorge Mauricio Tellez
Teléfono: + 571 234 4329; Correo electrónico: mauricio.tellez@ecopetrol.com.co



VI. Anexos Ecopetrol S.A.

Estado de Resultados

Ecopetrol S.A.

Millones de pesos colombianos	III trim. 14*	III trim. 13*	II trim. 14*	Ene-Sep. 14*	Ene-Sep. 13*
Ingresos					
Ventas Nacionales	5,263,509	5,249,557	5,637,345	16,740,678	14,785,641
Ventas al Exterior	8,758,899	9,306,732	8,756,940	26,268,677	26,510,017
Ventas a Zona Franca	72,424	1,123,793	103,276	948,856	3,744,799
Venta de Servicios	485,087	538,376	479,044	1,340,003	1,272,518
Total Ingresos	**14,579,919**	**16,218,458**	**14,976,605**	**45,298,214**	**46,312,975**
Costo de Ventas					
Costos Variables:					
Compras de hidrocarburos	2,761,474	3,192,772	2,955,326	8,623,844	9,347,293
Amortización y Agotamiento	888,980	1,003,542	889,495	2,697,578	2,736,280
Productos Importados	2,367,211	2,611,717	2,297,078	7,113,429	6,376,474
Servicios de Transporte de hidrocarburos	988,505	1,071,593	971,135	2,984,255	2,800,197
Variación de Inventarios y otros	319,925	(26,821)	347,928	1,055,573	748,184
Costos Fijos:					
Depreciación	336,142	327,143	325,783	977,957	970,327
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	766,672	782,251	754,891	2,184,216	2,070,873
Mantenimiento	515,458	403,608	412,344	1,292,004	1,066,708
Costos laborales	319,793	289,301	345,946	996,193	887,538
Otros	638,648	545,153	624,661	1,848,350	1,355,702
Total Costo de Ventas	**9,902,808**	**10,200,259**	**9,924,587**	**29,773,399**	**28,359,576**
Utilidad Bruta	**4,677,111**	**6,018,199**	**5,052,018**	**15,524,815**	**17,953,399**
Gastos Operacionales					
Administración	153,756	162,142	176,737	475,733	487,254
Gastos de comercialización y operación	377,535	(1,940)	551,547	1,781,740	1,414,672
Gastos de exploración	270,190	151,763	162,734	678,085	292,859
Utilidad Operacional	**3,875,630**	**5,706,234**	**4,161,000**	**12,589,257**	**15,758,614**
Ingresos (gastos) No Operacionales:					
Ingresos Financieros **	1,286,322	746,666	923,123	3,523,929	2,334,371
Gastos Financieros **	(1,904,574)	(734,142)	(591,248)	(3,791,924)	(2,064,026)
Gasto de intereses	(85,795)	(95,166)	(166,736)	(400,900)	(285,749)
Ingresos No Financieros	74,811	225,777	49,705	176,834	518,020
Egresos No Financieros	(172,311)	(172,585)	(162,206)	(510,508)	(589,476)
Resultados en sociedades	188,975	347,780	133,027	946,613	780,969
Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta	**3,263,058**	**6,024,564**	**4,346,665**	**12,533,301**	**16,452,723**
Provisión Impuesto de Renta	907,444	2,050,732	1,498,819	4,104,012	5,729,401
Interés minoritario					
Ganancia Neta	**2,355,614**	**3,973,832**	**2,847,846**	**8,429,289**	**10,723,322**
EBITDA	5,471,921	8,166,312	6,770,481	19,946,977	23,229,100
MARGEN EBITDA	38%	50%	45%	44%	50%
UTILIDAD POR ACCIÓN	$ 57.29	$ 96.65	$ 69.26	$ 205.01	$ 260.80

* No auditado
** Incluye diferencia en cambio
Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014

Estado de Resultados

Ecopetrol Consolidado

Millones de pesos colombianos	III trim. 14*	III trim. 13*	II trim. 14*	Ene-Sep. 14*	Ene-Sep. 13*
Ingresos					
Ventas Nacionales	5,930,311	6,260,231	6,436,256	18,246,047	17,690,172
Ventas al Exterior	11,281,239	11,315,967	10,602,285	33,618,475	33,092,002
Venta de Servicios	879,842	551,011	710,772	2,238,080	1,686,311
Total Ingresos	**18,091,392**	**18,127,209**	**17,749,313**	**54,102,602**	**52,468,485**
Costo de Ventas					
Costos Variables:					
Compras a Terceros	3,648,346	3,385,741	3,126,238	10,535,983	10,541,554
Amortización y Agotamiento	1,041,308	1,075,074	1,021,880	3,103,138	3,074,770
Productos Importados	3,429,568	3,508,166	3,480,314	9,976,071	8,555,824
Servicios de Transporte de hidrocarburos	265,040	433,346	425,903	1,041,585	1,249,543
Variación de Inventarios y otros	611,529	286,935	549,925	1,374,397	1,040,621
Costos Fijos:					
Depreciación	527,335	473,219	512,663	1,551,180	1,325,482
Servicios Contratados Asociación y Ecopetrol	906,514	774,288	819,750	2,421,670	2,085,889
Mantenimiento	615,237	485,783	553,951	1,649,970	1,307,869
Costos laborales	338,907	309,046	366,311	1,057,174	947,679
Otros	610,152	492,203	435,080	1,417,085	1,406,713
Total Costo de Ventas	**11,993,936**	**11,223,801**	**11,292,015**	**34,128,253**	**31,535,944**
Utilidad Bruta	**6,097,456**	**6,903,408**	**6,457,298**	**19,974,349**	**20,932,541**
Gastos Operacionales					
Administración	337,507	212,700	402,602	1,038,069	754,377
Gastos de comercialización y operación	400,271	289,818	586,950	1,860,120	1,860,751
Gastos de exploración y proyectos	689,629	256,858	546,592	1,602,219	692,348
Utilidad Operacional	**4,670,049**	**6,144,032**	**4,921,154**	**15,473,941**	**17,625,065**
Ingresos (gastos) No Operacionales:					
Ingresos Financieros **	2,297,292	985,500	1,190,563	5,057,841	2,956,531
Gastos Financieros **	(2,829,265)	(844,256)	(854,252)	(5,226,030)	(2,540,593)
Gasto de intereses	(143,140)	(124,368)	(230,302)	(581,809)	(394,162)
Ingresos No Financieros	70,069	442,833	49,059	247,851	760,639
Egresos No Finacieros	(172,612)	(207,421)	(183,640)	(549,196)	(643,158)
Resultados en sociedades	(11,646)	20,851	57,043	59,875	56,590
Utilidad Antes de Imp. sobre la Renta	**3,880,747**	**6,417,171**	**4,949,625**	**14,482,473**	**17,820,912**
Provisión Impuesto de Renta	1,391,167	2,352,725	1,978,974	5,481,291	6,609,586
Interés minoritario	210,212	203,658	183,113	646,892	531,328
Ganancia Neta	**2,279,368**	**3,860,788**	**2,787,538**	**8,354,290**	**10,679,998**
EBITDA	5,468,942	7,999,725	6,681,639	19,943,548	23,112,285
MARGEN EBITDA	30%	44%	38%	37%	44%

Notas

* Bajo el Régimen de Contabilidad Pública en Colombia (RPC) las empresas sólo tienen la obligación de consolidar sus estados financieros al cierre de cada período fiscal. Por tanto, las cifras trimestrales que se presentan en este informe no constituyen una consolidación formal de los estados financieros de Ecopetrol, pero se ajustan a la metodología definida para tal efecto. Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.

** Incluye diferencia en cambio

Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014

Balance General

Millones de pesos colombianos	Ecopetrol S.A. Septiembre 30 de 2014	Ecopetrol S.A. Junio 30 de 2014	Ecopetrol Consolidado Septiembre 30 de 2014	Ecopetrol Consolidado Junio 30 de 2014
Activos				
Activos corrientes:				
Efectivo y equivalentes de efectivo	5,557,466	3,952,429	10,409,510	8,750,742
Inversiones	2,727,833	3,910,192	3,279,176	4,874,763
Cuentas y documentos por cobrar	6,239,760	6,181,314	5,893,254	6,191,661
Inventarios	2,819,566	2,532,926	3,163,453	3,422,177
Otros	7,147,588	6,003,646	8,943,311	7,490,855
Total activos corrientes	**24,492,213**	**22,580,507**	**31,688,704**	**30,730,198**
Activos no corrientes				
Inversiones	37,808,008	37,903,965	1,699,124	1,809,545
Cuentas y documentos por cobrar	1,629,049	1,622,517	893,581	821,805
Propiedad, planta y equipo, neto	17,908,314	18,427,939	46,116,376	44,596,695
Recursos naturales y del medio ambiente, neto	22,012,657	21,073,298	26,274,596	25,295,179
Recursos entregados en administración	326,065	322,061	492,951	382,063
Otros	15,310,710	15,613,659	32,700,762	33,495,279
Total activos no corrientes	**94,994,803**	**94,963,439**	**108,177,390**	**106,400,566**
Total activos	**119,487,016**	**117,543,946**	**139,866,094**	**137,130,764**
Pasivos y patrimonio				
Pasivos corrientes:				
Obligaciones financieras	343,651	315,704	733,600	825,035
Cuentas por pagar y vinculados	12,025,508	16,518,774	14,315,849	17,996,063
Pasivos estimados y provisiones	1,682,337	1,740,111	2,159,571	2,229,074
Otros	4,722,459	4,086,265	6,406,630	5,347,618
Total pasivos corrientes	**18,773,955**	**22,660,854**	**23,615,650**	**26,397,790**
Pasivos de largo plazo				
Obligaciones financieras	19,046,843	15,762,796	30,012,174	26,222,107
Obligaciones laborales a largo plazo	4,487,716	4,430,862	4,487,716	4,430,862
Pasivos estimados y provisiones	4,964,246	4,935,280	5,293,415	5,273,413
Otros	2,651,057	2,373,638	3,617,272	3,285,988
Total pasivos de largo plazo	**31,149,862**	**27,502,576**	**43,410,577**	**39,212,370**
Total pasivos	**49,923,817**	**50,163,430**	**67,026,227**	**65,610,160**
Interés minoritario			4,229,870	5,016,190
Patrimonio	**69,563,199**	**67,380,516**	**68,609,997**	**66,504,414**
Total pasivos y patrimonio	**119,487,016**	**117,543,946**	**139,866,094**	**137,130,764**
Cuentas de orden deudoras *	**153,141,268**	**149,866,076**	**170,653,211**	**167,790,804**
Cuentas de orden acreedoras *	**110,169,409**	**100,909,560**	**108,513,867**	**99,617,809**

Notas

* Bajo los principios contables aceptados en Colombia, estas cuentas representan hechos o circunstancias de los que pueden derivarse derechos u obligaciones y afectar a la Empresa. Sin embargo, estas cuentas de orden no se incluyen en el Balance General de la Empresa.



Estado de Flujos de Efectivo
Ecopetrol S.A.

Millones de pesos colombianos	III trim. 14*	III trim. 13*	II trim. 14*	Ene-Sep. 14*	Ene-Sep. 13*
Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación:					
Excedente del Ejercicio	**2,355,614**	**3,973,832**	**2,847,846**	**8,429,289**	**10,723,322**
Movimiento de partidas que no involucran efectivo					
Depreciación, agotamiento y amortización y Diferidos	1,305,278	1,434,400	1,303,520	3,938,226	4,005,283
Diferencia en Cambio	676,191	27,000	(289,478)	480,689	(21,877)
Impuesto de Renta diferido	168,682	(20,871)	-	168,682	44,991
Provisiones, neto	6,952	(39,453)	139,036	199,910	303,892
Baja en propiedades, planta y equipo	4,565	(9,239)	-	4,565	21,649
Recuperación de Propiedad Planta y Equipo	-	(115,718)	-	-	(115,718)
Pérdida en baja de crédito mercantil	-	-	-	-	-
Pérdida (utilidad) valoración de Inversiones	(3,485)	(6,600)	392	(4,649)	(1,070)
Pérdida (utilidad) método de participación	(188,975)	(347,781)	(133,027)	(946,613)	(780,969)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:					-
Deudores	(563,524)	(981,022)	2,077,792	1,180,500	(2,741,977)
Inventarios	174,748	(135,316)	12,030	143,620	(119,389)
Diferidos y otros activos	(157,726)	594,124	(134,648)	366,819	487,464
Cuentas por pagar	(137,518)	(293,012)	1,104,335	(90,469)	12,832
Impuestos por pagar	565,517	1,947,894	(4,473,217)	(3,610,266)	(1,472,037)
Obligaciones laborales	62,123	(392,919)	44,589	85,450	(546,703)
Pasivos estimados y provisiones	(23,589)	147,077	(19,668)	(158,559)	318,939
Efectivo generado por actividades de operación	**4,244,853**	**5,782,396**	**2,479,502**	**10,187,194**	**10,118,632**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:					
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido	(2,271)	3,175	(13,005)	(17,040)	(118,048)
Compra de inversiones (1)	(1,221,828)	(4,552,633)	(4,984,836)	(7,678,271)	(9,908,403)
Dividendos Recibidos	71,168	31,902	670,381	741,549	80,722
Intereses Recibidos	-	-	-	-	-
Redención y venta de inversiones	2,520,203	909,003	591,507	4,114,630	8,827,726
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	-	-	-	-	2,000
Producto de la venta de recursos naturales	-	-	-	-	100,790
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,832,919)	(2,470,476)	(1,988,964)	(4,713,329)	(4,333,515)
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(288,366)	(205,628)	(165,550)	(528,115)	(1,203,350)
Efectivo neto generado por las actividades de inversión	**(754,013)**	**(6,284,657)**	**(5,890,467)**	**(8,080,576)**	**(6,552,078)**
Flujo de efectivo en actividades de financiación:					
Obligaciones financieras	2,344,769	6,051,360	3,954,311	6,360,379	6,285,600
Capitalizaciones	2	72	-	45	82
Dividendos	(4,380,000)	(1,580,003)	(1,230,338)	(6,920,190)	(8,452,349)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	**(2,035,229)**	**4,471,429**	**2,723,973**	**(559,766)**	**(2,166,667)**
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	**1,455,611**	**3,969,168**	**(686,992)**	**1,546,852**	**1,399,887**
Diferencia en Cambio del Efectivo y Equivalentes de Efectivo	149,426	8,400	(83,463)	109,337	91,195
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	**3,952,429**	**2,773,625**	**4,722,884**	**3,901,277**	**5,260,111**
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	**5,557,466**	**6,751,193**	**3,952,429**	**5,557,466**	**6,751,193**

NOTAS:
* No auditado
Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014

(1) Del total de compras de inversiones coresponden a capitalizaciones en subsidiarias, subordinadas y asociadas en efectivo:	301,806	1,160,709	889,418	2,511,567	2,997,543



Estado de Flujos de Efectivo
Ecopetrol Consolidado

Millones de pesos colombianos	III trim. 14*	III trim. 13*	II trim. 14*	Ene-Sep. 14*	Ene-Sep. 13*
Flujo de Efectivo de las Actividades de Operación:					
Excedente del Ejercicio	**2,279,368**	**3,860,788**	**2,787,538**	**8,354,290**	**10,679,998**
Movimiento de partidas que no involucran efectivo					
Interés minoritario	210,212	203,658	183,113	646,892	531,328
Depreciación, agotamiento y amortización	1,648,632	1,709,340	1,695,150	5,071,810	4,832,942
Diferencia en Cambio	654,282	(40,199)	(265,257)	494,546	(52,313)
Provisión de impuesto de renta	198,364	(106,501)	25,687	192,542	(61,274)
Provisiones, neto	(68,334)	(47,573)	160,338	160,922	348,778
Baja en propiedades, planta y equipo	322,709	93,781	337,811	756,474	518,147
Recuperación de Propiedad Planta y Equipo	-	(115,718)	-	-	(115,718)
Perdida en baja de Credito Mercantil	-	-	-	-	-
Pérdida (utilidad) valoración de Inversiones	(12,459)	9,494	(7,957)	(25,046)	9,494
Pérdida (utilidad) método de participación	11,646	(20,851)	(57,044)	(59,875)	(56,590)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:					
Deudores	513,847	518,859	1,946,539	95,174	(936,135)
Inventarios	603,651	(122,534)	(55,136)	513,183	(234,451)
Diferidos y otros activos	(234,683)	(58,213)	(214,897)	333,796	(130,893)
Cuentas por pagar	(2,009,684)	(84,388)	1,829,236	(912,719)	(253,287)
Impuestos por pagar	995,762	1,749,128	(4,960,650)	(3,290,799)	(1,108,611)
Obligaciones laborales	69,429	(383,964)	53,518	80,468	(552,241)
Pasivos estimados y provisiones y otros pasivos	642,529	3,693	(321,565)	184,939	588,739
Efectivo generado por actividades de operación	**5,825,271**	**7,168,800**	**3,136,424**	**12,596,597**	**14,007,913**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:					
Pago y avances por adquisición de compañías, neto del efectivo adquirido					
Compra de inversiones	(551,591)	(3,203,225)	(4,471,361)	(5,806,742)	(7,561,657)
Dividendos recibidos	70,735	18,775	44,173	114,908	57,092
Redención y venta de inversiones	2,644,202	966,847	696,665	4,476,037	8,915,010
Producto de la venta de propiedades, planta y equipo	-	(297)	(5,502)	-	102,790
Producto de la venta de Recursos Naturales	734	-	-	734	-
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,208,883)	(2,884,849)	(2,899,331)	(6,035,834)	(5,886,666)
Adiciones de propiedades, planta y equipo	(1,925,005)	(1,255,911)	(1,130,399)	(4,294,712)	(4,571,910)
Efectivo neto generado (utilizado) en las actividades de inversión	**(1,969,808)**	**(6,358,660)**	**(7,765,755)**	**(11,545,609)**	**(8,945,341)**
Flujo de efectivo en actividades de financiación:					
Interés minoritario	-		-		-
Obligaciones financieras	1,929,444	5,772,617	5,338,697	7,386,245	7,083,022
Capitalizaciones	2	73	-	45	82
Dividendos pagados	(4,380,000)	(1,741,171)	(1,292,539)	(7,013,814)	(8,613,517)
Efectivo neto provisto (utilizado) en actividades de financiación	**(2,450,554)**	**4,031,519**	**4,046,158**	**372,476**	**(1,530,413)**
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	**1,404,909**	**4,841,659**	**(583,173)**	**1,423,464**	**3,532,159**
Diferencia en cambio del Efectivo y equivalentes de efectivo	253,859	31,226	(177,569)	144,608	147,265
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	**8,750,742**	**6,747,229**	**9,511,484**	**8,841,438**	**7,940,690**
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	**10,409,510**	**11,620,114**	**8,750,742**	**10,409,510**	**11,620,114**

Notas
* Bajo el Régimen de Contabilidad Pública en Colombia (RPC) las empresas sólo tienen la obligación de consolidar sus estados financieros al cierre de cada período fiscal. Por tanto, las cifras trimestrales que se presentan en este informe no constituyen una consolidación formal de los estados financieros de Ecopetrol, pero se ajustan a la metodología definida para tal efecto. Estos valores se incluyen únicamente para efectos ilustrativos. No auditado.
Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014



Conciliación del Ebitda

Ecopetrol S.A.

COL$ Millones	III trim. 14*	III trim. 13*	II trim. 14*	Ene-Sep. 14*	Ene-Sep. 13*
CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA					
Utilidad neta	2,355,614	3,973,832	2,847,846	8,429,289	10,723,322
Depreciación, agotamiento y amortización	1,305,278	1,434,399	1,303,520	3,938,226	4,005,283
Intereses Netos	27,035	21,895	110,377	228,096	109,911
Intereses, Depreciación, amortización e Impuestos de Sociedades	692,256	537,944	807,808	2,222,218	1,636,657
Otros Impuestos	184,294	147,510	202,111	1,025,136	1,024,526
Provisión de renta	907,444	2,050,732	1,498,819	4,104,012	5,729,401
EBITDA NO CONSOLIDADO	**5,471,921**	**8,166,312**	**6,770,481**	**19,946,977**	**23,229,100**

Ecopetrol Consolidado

COL$ Millones	III trim. 14*	III trim. 13*	II trim. 14*	Ene-Sep. 14*	Ene-Sep. 13*
CONCILIACION UTILIDAD NETA CON EBITDA					
Utilidad neta	2,279,371	3,860,788	2,787,539	8,354,287	10,679,998
Depreciación, agotamiento y amortización	1,648,629	1,706,029	1,695,153	5,071,810	4,832,942
Intereses Netos	15,893	(78,451)	144,498	286,827	80,551
Interes minoritario	(186,526)	(104,286)	(195,876)	(578,748)	(393,002)
Otros Impuestos	320,408	262,920	271,352	1,328,080	1,302,210
Provisión de renta	1,391,167	2,352,725	1,978,973	5,481,291	6,609,586
EBITDA CONSOLIDADO	**5,468,942**	**7,999,725**	**6,681,639**	**19,943,548**	**23,112,285**

* No auditado
Algunas cifras del año 2013 fueron reclasificadas para propósitos de presentación uniforme con las del año 2014



VII. Anexos Resultados de las Subordinadas y Participaciones Accionarias

Nota: Los estados financieros de las compañías subordinadas no se encuentran auditados.

Exploración y Producción

1. Hocol:

Estado de Resultados Millardos de COP$	III trim. 14	III trim. 13	Ene-Sep. 14	Ene-Sep. 13
Ventas locales	173.0	193.4	271.3	193.8
Ventas de exportación	1,378.2	801.5	3,654.9	2,115.8
Ventas Totales	1,551.2	994.9	3,926.3	2,309.6
Costos Variables	1,111.2	692.9	2,828.2	1,559.5
Costos Fijos	215.4	93.1	497.6	272.8
Costo de Ventas	1,326.6	786.0	3,325.8	1,832.3
Utilidad Bruta	224.6	208.9	600.5	477.3
Gastos Operativos	68.3	35.7	151.1	109.3
Utilidad Operacional	156.3	173.2	449.4	368.0
Resultado no operacional, neto	(5.0)	(1.8)	(2.0)	(4.5)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	151.3	171.4	447.4	363.5
Impuesto de renta	53.4	66.8	145.7	133.6
Utilidad Neta	97.9	104.6	301.7	229.9
EBITDA TOTAL*	222.6	282.7	760.0	678.2
Margen EBITDA	14.4%	28.4%	19.4%	29.4%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	222.6	282.7	760.0	678.2

* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia
**Porción de EBITDA (RCP) que consolida

Balance General Millardos de COP$	Septiembre 30, 2014	Junio 30, 2014
Activos corrientes	1,470.4	1,432.7
Activos de largo plazo	2,452.7	2,398.2
Total Activos	3,923.1	3,830.9
Pasivos corrientes	1,155.0	1,191.5
Pasivos de largo plazo	252.6	231.9
Total Pasivos	1,407.6	1,423.4
Patrimonio	2,515.5	2,407.5
Total Pasivo y Patrimonio	3,923.1	3,830.9

2. Savia Perú:

Estado de Resultados Millones de USD$	III trim. 14	III trim. 13	Ene-Sep. 14	Ene-Sep. 13
Ventas locales	90.6	92.0	281.5	264.7
Ventas Totales	90.6	92.0	281.5	264.7
Costos Variables	25.9	27.6	77.3	86.1
Costos Fijos	17.3	24.3	58.3	67.9
Costo de Ventas	43.2	51.9	135.6	154.0
Utilidad Bruta	47.4	40.1	145.9	110.7
Gastos Operativos	50.3	17.7	81.1	54.9
Utilidad Operacional	(2.9)	22.4	64.8	55.8
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(2.9)	22.4	64.8	55.8
Impuesto de renta	4.8	4.0	21.6	10.0
Impuesto diferido	(4.8)	3.8	(1.3)	9.6
Utilidad Neta	(2.9)	14.6	44.5	36.2
EBITDA	13.0	46.1	119.8	121.9
Margen EBITDA	14%	50%	43%	46%

Balance General Millones de USD$	Septiembre 30, 2014	Junio 30, 2014
Activos corrientes	245.0	209.9
Activos de largo plazo	750.8	805.3
Total Activos	995.8	1,015.2
Pasivos corrientes	295.3	295.1
Pasivos de largo plazo	6.6	18.6
Impuesto diferido	55.5	60.4
Total Pasivos	357.4	374.1
Patrimonio	638.4	641.1
Total Pasivo y Patrimonio	995.8	1,015.2

3. Equión:

Estado de Resultados Millardos de COP$	III trim. 14	III trim. 13	Ene-Sep. 14	Ene-Sep. 13
Ventas locales	90.7	59.7	236.9	158.5
Ventas de exportación	750.9	401.2	1,960.4	1,293.8
Ventas de servicios	-	-	-	-
Ventas Totales	841.6	460.9	2,197.3	1,452.3
Costos Variables	580.2	216.6	1,505.4	704.6
Costos Fijos	39.1	34.0	106.2	101.7
Costo de Ventas	619.3	250.6	1,611.6	806.3
Utilidad Bruta	222.3	210.3	585.7	646.0
Gastos Operativos	11.1	13.8	45.1	38.6
Utilidad Operacional	211.2	196.5	540.5	607.4
Resultado no operacional, neto	(11.1)	18.4	62.1	31.1
Utilidad (pérdida) antes de Impuestos	200.2	214.9	602.6	638.5
Impuesto de renta	94.8	70.2	229.2	250.1
Utilidad Neta	105.4	144.7	373.4	388.4
EBITDA TOTAL *	275.5	275.8	807.4	813.9
Margen EBITDA	32.7%	59.8%	36.7%	56.0%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	140.5	140.6	411.8	415.1

* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia
**Porción de EBITDA (RCP) que consolida

Balance General Millardos de COP$	Septiembre 30, 2014	Junio 30, 2014
Activos corrientes	2,514.3	2,375.3
Activos de largo plazo	1,918.2	1,869.6
Total Activos	4,432.5	4,244.9
Pasivos corrientes	2,192.4	1,060.8
Pasivos de largo plazo	172.3	173.1
Total Pasivos	2,364.7	1,233.9
Patrimonio	2,067.8	3,011.0
Total Pasivo y Patrimonio	4,432.5	4,244.9

Refinación y Petroquímica

1. Propilco:

Ventas (toneladas)	**III trim. 14**	**III trim. 13**	**Ene-Sep 14**	**Ene-Sep 13**
Polipropileno Producido	110,867	109,658	291,881	302,179
Comercialización Polipropileno COMAI	2,815	2,839	8,707	8,732
Comercialización Polietileno	7,740	4,349	20,041	12,285
Comercialización Polipropileno	275	0	4,904	0
Total	**121,697**	**116,846**	**325,533**	**323,196**

Estado de Resultados Millardos de COP$	**III trim. 14**	**III trim. 13**	**Ene-Sep. 14**	**Ene-Sep. 13**
Ventas locales	176.7	190.0	482.9	523.5
Ventas de exportación	269.5	218.5	728.5	573.9
Ventas Totales	446.2	408.5	1,211.4	1,097.4
Costos Variables	380.4	342.5	1,031.0	931.8
Costos Fijos	17.9	28.9	70.1	86.0
Costo de Ventas	398.3	371.4	1,101.1	1,017.8
Utilidad Bruta	47.9	37.1	110.3	79.6
Gastos Operativos	31.5	30.5	97.2	92.0
Utilidad Operacional	16.4	6.6	13.1	(12.4)
Resultado no operacional, neto	10.2	1.8	18.9	17.1
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	26.6	8.4	32.0	4.7
Provisión impuesto de renta	2.1	0.6	4.9	2.0
Utilidad Neta	24.5	7.8	27.1	2.7
EBITDA TOTAL *	34.8	23.7	71.3	54.3
Margen EBITDA	7.8%	5.8%	5.9%	4.9%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	34.8	23.7	71.3	54.3

* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia
**Porción de EBITDA (RCP) que consolida

Balance General

Millardos de COP$	**Septiembre 30, 2014**	**Junio 30, 2014**
Activos corrientes	755.0	690.1
Activos de largo plazo	483.3	483.0
Total Activos	1,238.3	1,173.1
Pasivos corrientes	473.3	424.1
Pasivos de largo plazo	55.2	63.7
Total Pasivos	528.5	487.8
Patrimonio	709.7	685.3
Total Pasivo y Patrimonio	1,238.3	1,173.1

2. Reficar:

Ventas (kbdc)	**III trim. 14**	**III trim. 13**	**Ene-Sep 14**	**Ene-Sep 13**
Local	36.7	43.6	35.5	46.8
Exportación	1.7	36.2	13.4	46.7
Total	**38.4**	**79.8**	**48.9**	**93.5**

Estado de Resultados Millardos de COP$	III trim. 14	III trim. 13	Ene-Sep. 14	Ene-Sep. 13
Ventas locales	792.8	982.1	2,349.0	2,910.7
Ventas de exportación	35.1	548.4	772.4	2,475.5
Ventas Totales	827.9	1,530.5	3,121.5	5,386.2
Costos Variables	778.4	1,560.2	2,929.2	5,297.6
Costos Fijos	54.6	75.6	150.8	201.0
Costo de Ventas	833.0	1,635.8	3,080.0	5,498.6
Utilidad Bruta	(5.1)	(105.3)	41.5	(112.4)
Gastos Operativos	162.7	22.4	357.7	125.3
Utilidad Operacional	(167.8)	(127.7)	(316.2)	(237.7)
Ingresos No Operacionales	653.9	54.7	861.1	148.6
Gastos No Operacionales	(647.3)	(60.4)	(893.4)	(207.0)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	(161.2)	(133.4)	(348.5)	(296.1)
Provisión impuesto de renta	0.6	0.5	2.5	1.7
Utilidad (Pérdida) Neta	(161.8)	(133.9)	(351.1)	(297.8)
EBITDA TOTAL*	(134.7)	(96.4)	(216.2)	(144.8)
Margen EBITDA	(16.3%)	(6.3%)	(6.9%)	(2.7%)
EBITDA PARA GRUPO ECP**	(134.7)	(96.4)	(216.2)	(144.8)

* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia
** Porción de EBITDA (RCP) que consolida

Balance General Millardos de COP$	Septiembre 30, 2014	Junio 30, 2014
Activos corrientes	1,283.5	1,524.4
Activos de largo plazo	15,862.2	14,361.7
Total Activos	17,145.7	15,886.1
Pasivos corrientes	1,156.5	997.7
Pasivos de largo plazo	10,272.8	9,005.5
Total Pasivos	11,429.3	10,003.2
Patrimonio	5,716.4	5,882.9
Total Pasivo y Patrimonio	17,145.7	15,886.1

Transporte

Cenit:

La información financiera presentada corresponde a Cenit individual, reconociendo el método de participación sobre las utilidades de las demás compañías de transporte del grupo empresarial.

Estado de Resultados

Millardos de COP$	**III trim. 14**	**III trim. 13**	**Ene-Sep. 14**	**Ene-Sep. 13**
Ventas de servicios	748.8	658.6	2,229.6	1,294.5
Ventas Totales	748.8	658.6	2,229.6	1,294.5
Costos Variables	53.3	14.6	107.5	29.4
Costos Fijos	544.8	651.0	1,552.9	1,091.9
Costo de Ventas	598.1	665.6	1,660.4	1,121.3
Utilidad Bruta	150.7	(7.0)	569.2	173.2
Gastos Operativos	23.0	6.0	136.7	84.9
Utilidad Operacional	127.8	(13.0)	432.4	88.3
Resultado no operacional, neto	53.9	2.6	129.5	8.7
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	181.7	(10.4)	562.0	97.0
Provisión impuesto de renta	28.3	2.2	174.9	33.7
Utilidad Neta Antes Resultados en Sociedades	153.4	(12.6)	387.0	63.3
Resultados en Sociedades	371.5	330.3	1,078.6	669.8
Utilidad Neta	524.9	317.7	1,465.6	733.1
EBITDA TOTAL *	301.1	67.2	854.0	251.0
Margen EBITDA	40.2%	10.2%	38.3%	19.4%
EBITDA PARA GRUPO ECP**	301.1	67.2	854.0	251.0

* EBITDA total generado por la compañía calculado bajo RCP de Colombia
**Porción de EBITDA (RCP) que consolida

Nota: El Ebitda del periodo 2013 presenta una variación para ser comparable con el año 2014, teniendo en cuenta que en ese periodo se calculó incluyendo los resultados del método de participación en sus compañías subordinadas.

Balance General

Millardos de COP$	**Septiembre 30, 2014**	**Junio 30, 2014**
Activos corrientes	1,477.5	772.0
Activos de largo plazo	21,144.3	21,619.6
Total Activos	22,621.8	22,391.6
Pasivos corrientes	1,605.2	1,602.8
Pasivos de largo plazo	164.2	144.2
Total Pasivos	1,769.4	1,747.0
Patrimonio	20,852.4	20,644.6
Total Pasivo y Patrimonio	22,621.8	22,391.6

Biocombustibles

1. Ecodiesel

Ventas Totales (kbped)	III trim. 2014	III trim. 2013	Ene-sep 14	Ene-sep 13
Biodiesel	2.2	2.3	2.3	2.2
Glicerina	0.2	0.2	0.2	0.2
Total	**2.4**	**2.5**	**2.5**	**2.4**

Estado de Resultados

Millardos de COP$	III trim. 14	III trim. 13	Ene-Sep. 14	Ene-Sep. 13
Ventas locales	70.2	78.5	231.1	215.9
Ventas de servicios	-	-	-	-
Ventas Totales	70.2	78.5	231.1	215.9
Costos Variables	61.1	66.6	199.6	182.3
Costos Fijos	-	-	-	-
Costo de Ventas	61.1	66.6	199.6	182.3
Utilidad Bruta	9.1	11.9	31.5	33.6
Gastos Operativos	2.5	2.9	7.9	7.9
Utilidad Operacional	6.6	9.0	23.5	25.7
Resultado no operacional, neto	(0.8)	(2.3)	(1.9)	(5.2)
Utilidad (pérdida) Antes de Impuestos	5.8	6.7	21.6	20.5
Provisión impuesto de renta	1.3	1.4	3.9	2.0
Utilidad Neta	4.5	5.3	17.7	18.5
EBITDA Millardos de COP$	7.9	9.3	27.8	29.2
Margen EBITDA	11%	12%	12%	14%

Balance General

Millardos de COP$	Septiembre 30, 2014	Junio 30, 2014
Activos corrientes	55.0	60.2
Activos de largo plazo	88.7	88.1
Total Activos	143.7	148.3
Pasivos corrientes	46.1	52.4
Pasivos de largo plazo	24.3	27.1
Total Pasivos	70.4	79.5
Patrimonio	73.3	68.8
Total Pasivo y Patrimonio	143.7	148.3